Comité de l'évaluation
environnementale stratégique
sur le gaz de schiste

RAPPORT SYNTHÈSE

Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

Janvier 2014

Québec

Avant-propos

L'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste est le troisième exercice d'examen gouvernemental portant sur les hydrocarbures, après ceux visant le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent.

Il est très significatif que le recours à une ÉES ait été choisi comme moyen de répondre aux inquiétudes pressantes du public relatives aux préoccupations multiples associées aux activités de l'industrie du gaz de schiste qui vont des impacts environnementaux et sociaux à la cohérence avec la politique énergétique, les retombées économiques réelles ou les changements climatiques.

En effet, une évaluation environnementale stratégique est un processus d'évaluation et d'examen des impacts appliqué aux politiques, plans et programmes gouvernementaux. Elle intervient avant que des projets soient réalisés et vise à obtenir une vue d'ensemble des effets potentiels de plusieurs projets similaires ainsi qu'à établir leur justification. L'évaluation environnementale stratégique permet donc d'aborder tôt dans la planification d'une activité nouvelle, ou dans le cadre d'une activité existante, les considérations d'ordres environnemental, social et économique, de même que celles relatives à la santé. Elle doit être réalisée de façon transparente et selon les règles de l'art en s'appuyant sur les meilleures données scientifiques disponibles et sur des sources vérifiables d'information.

Lorsque le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste a amorcé ses travaux, seul l'État de New York avait entrepris une ÉES sur le gaz de schiste, qui est toujours en cours, pour documenter les risques à la santé associés aux activités de cette industrie. Depuis lors, d'autres pays, dont l'Australie, la Nouvelle-Zélande, l'Afrique du Sud, la Grande-Bretagne et la Nouvelle-Écosse, ont entrepris ou conduit des exercices semblables. Le Conseil des académies canadiennes a reçu du ministre de l'Environnement le mandat de faire le point sur l'état des connaissances entourant les incidences environnementales potentielles liées à l'exploration et à l'extraction du gaz de schiste au Canada et au développement de cette ressource. Le Nouveau-Brunswick a procédé à un exercice semblable par une consultation publique de la population. L'Environmental Protection Agency (EPA), aux États-Unis, publiera en 2014 une étude exhaustive sur les impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable.

Tout récemment, l'Académie des sciences de l'Institut de France recommandait la mise en place d'une autorité scientifique indépendante et pluridisciplinaire pour le suivi des actions qui seraient engagées pour l'évaluation objective des ressources en gaz de schiste et des méthodes d'exploitation. Par ailleurs, les études sur les enjeux environnementaux, économiques et sociaux sont aussi en croissance : impact sur l'eau potable, émissions fugitives de méthane et gaz à effet de serre, retombées économiques, revue de législations, etc.

L'élaboration de politiques publiques est un exercice qui est devenu souvent très complexe et qui fait appel à la science, à la prospective, à la consultation publique et au choix politique. Au cours des dernières décennies, le gouvernement du Québec s'est souvent tourné vers le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) pour la tenue d'audiences dites génériques en vue d'obtenir un éclairage sur des sujets difficiles et controversés qui ont mené à des politiques : gestion des matières dangereuses, utilisation de pesticides en forêts publiques, gestion des déchets, production porcine, politique de l'eau, par exemple.

Ces expériences, conjuguées aux évaluations environnementales stratégiques menées dernièrement, conduisent le Comité à recommander au gouvernement du Québec de mettre en place un processus d'évaluation environnementale stratégique et d'en codifier les règles dans un texte de loi. Le Comité est convaincu que cette approche de planification, combinée aux principes de la Loi sur le développement durable, donnerait aux décideurs publics un outil efficace pour élaborer des politiques dans les domaines des ressources naturelles, de la gestion du territoire et des transports, en particulier, et de l'énergie sous toutes ses formes.

Table des matières

Liste des figures et des tableaux x

Introduction 1

1. Le développement durable 7

Constats 10

2. L'état des lieux 12

2.1 Le territoire et les communautés d'accueil 12

2.1.1 Le profil des régions administratives 12

Constats 20

2.1.2 Un inventaire territorial orienté vers la gestion du risque 20

Constats 25

2.2 La localisation des puits et les milieux récepteurs 25

Constats 28

2.3 Informations en matière de procédés de forage, de fracturation hydraulique et de fermeture de puits 28

2.4 État des puits d'hydrocarbures des basses-terres du Saint-Laurent 34

Constats 37

2.5 Géologie des basses-terres du Saint-Laurent 38

2.5.1 L'exploration pétrolière dans les basses-terres du Saint-Laurent 42

2.6 Hydrogéologie des basses-terres du Saint-Laurent 42

2.6.1 Le méthane dans l'eau 42

2.6.2 Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines 43

3. La législation 49

3.1 Les développements législatifs récents 49

3.1.1 Loi modifiant la Loi sur les mines 49

3.1.2 Dispositions du projet de loi 25 applicables au régime des permis pétroliers et gaziers 50

3.2 L'état du droit au moment de la réalisation de l'ÉES 52

3.2.1 Les régimes étrangers existants 53

3.2.2 L'encadrement de l'industrie du gaz de schiste au Québec 59
3.2.3 Les scénarios potentiels d'encadrement de l'industrie au Québec 71
Conclusions 80

4. L'analyse du cycle de vie 81

4.1 Les objectifs 81
4.2 La méthodologie 82
4.2.1 Le profil environnemental prospectif 82
4.2.2 La comparaison avec d'autres filières 82
4.2.3 L'évaluation des impacts environnementaux 83
4.3 Profil environnemental prospectif du gaz de schiste 83
4.4 Analyse comparative des différentes filières énergétiques 84
4.4.1 La production de chaleur en chaudière 84
4.4.2 Le déplacement en autobus 85
4.5 Les limites de l'étude 86
Constats 86

5. Les enjeux touchant l'eau 87

5.1 L'approvisionnement en eau 87
5.1.1 La zone de préoccupation 87
5.1.2 La recherche du savoir 88
5.1.3 Les besoins en eau de l'industrie 88
5.1.4 Comparaison avec d'autres besoins de prélèvements 89
5.1.5 Approvisionnement en eaux de surface et impacts des besoins sur le territoire 90
5.1.6 Comparaison des besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste par rapport aux autres prélèvements existants dans chacun des bassins versants 93
5.1.7 Les autres sources d'approvisionnement 94
Constats 95
5.2 La protection de la ressource eau 95
5.2.1 Caractéristiques chimiques et toxicologiques des produits et des résidus 97
Constats 102

5.2.2 La vulnérabilité des ressources en eau 103
Constats 109
5.2.3 Migration des substances et des contaminants naturels 110
Constats 112
5.3 La gestion des eaux usées 113
5.3.1 La recherche du savoir 113
5.3.2 Les quantités d'eaux usées produites 113
5.3.3 La qualité des eaux usées 113
5.3.4 Les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux au Québec 114
5.3.5 Le stockage dans des formations géologiques 117
Constats 118
6. La qualité de l'air 119
6.1 La recherche du savoir 119
6.2 La modélisation 120
6.3 Impacts sur la qualité de l'air 120
6.3.1 Modélisation sans mesures d'atténuation 121
6.3.2 Modélisation avec mesures d'atténuation 121
6.3.3 Les odeurs 121
6.4 Effets cumulatifs 122
6.5 Émissions d'oxydes d'azote et ozone troposphérique 122
Constats 123
7. Les gaz à effet de serre 124
7.1 L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre 124
7.2 La recherche du savoir 124
7.3 Sources d'émissions des GES de l'industrie du gaz de schiste 126
7.4 Les émissions fugitives de méthane 127
7.5 Les résultats 128
Constats 129

8. Les risques 130

8.1 Risques naturels 130

8.1.1 Sismicité induite 131

Constats 134

8.1.2 Glissements de terrain 134

Constats 138

8.2 Risques technologiques 138

8.2.1 Recensement des incidents 139

8.2.2 Analyse des risques technologiques 139

8.2.3 Gestion des risques 144

8.2.4 Approche du nœud papillon 148

Constats 148

9. L'acceptabilité sociale 149

9.1 Acceptabilité sociale, mobilisation citoyenne et perception de l'industrie 149

9.1.1 Définition, facteurs et mécanismes de l'acceptabilité sociale 149

9.1.2 Historique et formes de la mobilisation citoyenne autour du gaz de schiste 151

9.1.3 Perceptions de l'industrie au sein de la population québécoise 152

Constats 153

10. Les impacts sociaux 155

10.1 Les impacts visuels et sur le patrimoine 155

10.1.1 Impacts visuels et mesures d'atténuation 156

10.1.2 Impacts sur le patrimoine et mesures d'atténuation 159

Constats 161

10.2 Le bruit, le camionnage et les besoins en logement générés par l'industrie du gaz de schiste 161

10.2.1 Impacts sonores 162

Constats 166

10.2.2 Impacts de l'augmentation des besoins en logement 166

Constats 167

10.3 Les infrastructures de transport du gaz 167

10.3.1 La recherche du savoir 168
10.3.2 Les connaissances acquises 168
Constats 171

11. La gouvernance territoriale 172

11.1 Les connaissances nouvelles et pertinentes 174
Constats 178

11.2 La protection du territoire et des activités agricoles 179
11.2.1 La Commission de protection du territoire agricole du Québec 180
11.2.2 Un besoin d'harmonisation et de cohérence 182
11.2.3 La délégation de certains pouvoirs de la CPTAQ 184
Constats 186

11.3 Étude de trois cas sur le déploiement et la gouvernance : les filières éolienne, forestière et porcine 187
11.3.1 Un modèle de développement en mutation 187
11.3.2 Trois cas de gestion collective des ressources 187
Constats 191

12. La gouvernance de l'industrie 192

12.1 Responsabilité sociale 192
Constats 195

12.2 Minimisation des problèmes sociaux et maximisation des retombées sociales positives 195
Constats 198

12.3 Information, participation du public et mécanismes de concertation à l'échelle locale 198
Constats 200

12.4 Encadrement des conditions de travail et formation professionnelle 200
Constats 202

13. Les communautés autochtones 203

13.1 Réserves indiennes et exploitation des ressources pétrolières et gazières 203
13.2 Obligations de consultation et d'accommodement 203
13.3 Ailleurs au Canada 204
Constats 205

14. Les risques à la santé 206

14.1 La recherche du savoir 206

14.2 Les connaissances acquises 207

14.2.1 Risques technologiques et gestion du risque 207

14.2.2 Risques liés à la pollution de l'air 207

14.2.3 Risques liés à la contamination de l'eau 208

14.2.4 Risques d'effets sur la qualité de vie 208

Constats 209

15. La pertinence socioéconomique de l'exploitation du gaz de schiste 210

15.1 Le contexte général 210

15.2 La recherche du savoir 210

15.3 La politique, les besoins et la production énergétiques du Québec 211

15.3.1 L'évolution du marché nord-américain 212

15.3.2 L'environnement réglementaire 212

15.3.3 La place du gaz naturel dans le bilan énergétique du Québec 213

15.3.4 La demande au Québec 213

15.3.5 Le potentiel gazier 214

15.3.6 Le prix du gaz 214

15.4 La rente 215

15.4.1 Le partage de la rente 215

15.4.2 L'affectation de la part gouvernementale de la rente 218

15.4.3 La rente dans d'autres États 219

15.4.4 Les communautés régionales 219

15.5 L'analyse avantages-coûts 220

15.5.1 Facteurs et variables considérés dans l'analyse avantages-coûts et méthodologie 220

15.5.2 Les résultats de l'analyse avantages-coûts 222

15.6 Les retombées économiques 223

Constats 224

16. La pertinence d'un observatoire 225

16.1 La justification 225

16.2 Scénario de mise en place d'un observatoire scientifique 227

Liste des constats 229

Liste des études 247

Bibliographie 256

Glossaire 266

Liste des documents de référence 270

Liste des acronymes 271

Annexe 1. Liste des membres du Comité de l'ÉES 274

Annexe 2. Communiqué 275

Annexe 3. Lettre du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, M. Pierre Arcand 277

Annexe 4. Lettre du ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, M. Yves-François Blanchet 278

Annexe 5. Carte géologique simplifiée et localisation des puits gaziers et pétroliers 279

Liste des figures et des tableaux

Figure 2.1 : Utilisation majeure du sol 12

Figure 2.2 : Découpage des régions administratives à l'étude 13

Figure 2.3 : Aires de sensibilité du territoire à l'étude 22

Figure 2.4 : Vulnérabilité territoriale des régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches 23

Figure 2.5 : Portrait archéologique des régions à l'étude 24

Figure 2.6 : Construction d'un puits 30

Figure 2.7 : Carte géologique des basses-terres du Saint-Laurent 39

Figure 2.8 : Profils sismiques M-2001, M-2002 et M-2003 interprétés 40

Figure 2.9 : Colonne stratigraphique de la plateforme dans la région des basses-terres du Saint-Laurent 41

Figure 2.10 : Localisation des études hydrogéologiques dans les basses-terres du Saint-Laurent 44

Figure 2.11 : Modèle conceptuel de l'hydrogéologie dans les basses-terres du Saint-Laurent 46

Figure 2.12 : Modèle conceptuel de l'hydrogéologie dans les basses-terres du Saint-Laurent, coupe verticale 47

Figure 5.1 : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie (38,7 L/s) sur la valeur du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau concernés situés à l'intérieur des corridors d'exploration du gaz de schiste 91

Figure 5.2 : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie (193,5 L/s) sur la valeur du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau concernés situés à l'intérieur des corridors d'exploration du gaz de schiste 92

Figure 5.3 : Modèle conceptuel illustrant les aires de protection autour d'un puits d'alimentation 106

Figure 5.4 : Exemple de chaîne de traitement commerciale des eaux usées de l'industrie gazière utilisée en Pennsylvanie 116

Figure 8.1 : Inventaire des glissements fortement rétrogressifs par rapport à la localisation des puits de gaz existants 135

Figure 8.2 : Processus de gestion des risques du MSP 140

Figure 8.3 : Fondement de la gestion des risques technologiques 144

Figure 10.1 : Une ampoule mise à nue génère davantage de pollution lumineuse 158

Figure 10.2 : Unités de traitement de gaz qui adoptent l'allure de bâtiments agricoles 159

Figure 10.3 : Fracturation hydraulique en cours sur un site de forage 165

Figure 11.1 : Oil and Gas Commission – Organisme à guichet unique 185

Figure 15.1 : Notion de rente économique 217

Tableau 2.1 : Données sur les dix villes les plus populeuses des trois régions administratives à l'étude 15

Tableau 2.2 : Enjeux territoriaux de développement durable sur le territoire à l'étude 21

Tableau 2.3 : Type de milieu et usages à proximité 26

Tableau 3.1 : Droits et coûts de délivrance des permis relatifs aux hydrocarbures (en dollars) 51

Tableau 3.2 : Rôle et responsabilités du MRN et du MDDEFP – Travaux en surface, tableau de répartition des responsabilités réglementaires 62

Tableau 4.1 : Filières énergétiques retenues pour la comparaison 82

Tableau 5.1 : Volumes d'eau prélevés au Québec en 2012, par grands secteurs d'activités, selon les déclarations fournies par les préleveurs de 75 000 litres d'eau et plus par jour 89

Tableau 5.2. : Volume d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste par bassin versant selon les scénarios 3 et 5 93

Tableau 5.3 : Comparaison des besoins en eau de l'industrie dans chacun des bassins versants à l'étude aux prélèvements en eau totaux actuels des autres usagers, excluant les secteurs agricole et piscicole 94

Tableau 7.1 : Phases de l'exploitation du gaz de schiste, activités et principales sources d'émissions de GES ... 127

Tableau 8.1 : Matrice de gestion des risques 141

Tableau 10.1 : Démarche archéologique adaptée à un projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste 160

Tableau 10.2 : Niveau sonore nécessaire au réveil en fonction du type de fenêtre d'une résidence 162

Tableau 10.3 : Niveaux maximums permis selon les catégories 163

Tableau 11.1 : Rôle des acteurs publics en fonction des phases de développement d'un projet 176

Tableau 15.1 : Type d'instruments de captation de la rente 218

Tableau 15.2 : Facteurs pris en compte dans l'analyse avantages-coûts 221

Tableau 15.3 : Paramètres pris en compte dans l'analyse avantages-coûts 222

Introduction

En vue de donner suite sans délai à la recommandation centrale du rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) portant sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec (BAPE, 2011), soit celle de réaliser une évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le développement de cette industrie, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a annoncé, le 12 mai 2011, la mise en place d'un comité chargé de mener à bien cette évaluation.

Ce comité, appelé le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, est composé du président et de dix membres (voir l'annexe 1) issus de différents milieux d'expertise. Il est appuyé, sur les plans administratif et scientifique, par le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCÉS) du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP).

Le mandat

Le mandat initial confié au Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (ci-après désigné « Comité », « Comité de l'ÉES » ou « CÉES ») consistait à préparer le devis de l'évaluation environnementale stratégique et à s'assurer de sa réalisation en se basant notamment sur les quatre objectifs mis de l'avant par le BAPE (voir l'annexe 2), à savoir :

- L'évaluation économique établissant la pertinence socioéconomique de l'exploitation de la ressource gazière et les conditions assurant une maximisation des revenus pour l'État;
- L'évaluation des impacts et des risques environnementaux, des facteurs influant sur l'acceptabilité sociale et des méthodes de mitigation appropriées;
- La définition des orientations et des paramètres d'une réglementation encadrant l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazières et leur réalisation, applicable à la vallée du Saint-Laurent et, si possible, ailleurs au Québec;
- L'évaluation de la pertinence de mettre en place des observatoires scientifiques afin d'acquérir en continu des connaissances et d'assurer une mise à jour évolutive de la réglementation.

Dans l'accomplissement de son mandat et dans le respect des budgets et des échéanciers fixés, le Comité pouvait aussi traiter de toute autre question pertinente quant à l'exploration et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières, de même que leurs répercussions.

La durée du mandat avait été établie à un maximum de 30 mois. Dans les faits, le rapport final aura été remis avec un retard d'un peu plus d'un mois, notamment parce que certaines études prévues au plan de réalisation n'ont pu être réalisées dans les délais convenus.

Le mandat du Comité a fait l'objet de deux modifications en cours de réalisation. Ainsi, le 25 avril 2012, le mandat a été élargi, à la demande du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, par l'ajout au plan de réalisation de l'ÉES de toute étude requise pour évaluer les impacts environnementaux et sociaux de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières en milieu terrestre au Québec (voir l'annexe 3). Par la suite, le 14 février 2013, le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs informait le Comité de son intention de confier au BAPE la tenue d'une consultation élargie s'appuyant sur les résultats de l'ÉES. À cet effet, le ministre a demandé le dépôt d'un rapport synthèse de l'ensemble des études

comprenant les constats que les experts du Comité auront ciblés, et ce, selon l'échéancier prévu dans son plan de réalisation. Conséquemment, le rapport synthèse ne comprendra pas de recommandations. Le ministre précisait aussi que la filière pétrole n'était plus visée par l'évaluation (voir l'annexe 4).

Les principes directeurs

La réalisation d'une évaluation environnementale stratégique repose sur plusieurs principes directeurs reconnus par l'ensemble des intervenants de ce domaine. Le Comité de l'ÉES a donc fait siens les principes directeurs suivants :

- Agir avec transparence et assurer la diffusion des résultats de toutes les études réalisées;
- Agir en conformité avec le code d'éthique et de déontologie du Comité[1];
- Procéder avec rigueur scientifique;
- Favoriser et faciliter les contributions d'intervenants de tous types et de tous secteurs;
- Centrer l'analyse de la filière sur les grands enjeux environnementaux, sociaux et économiques en s'inscrivant dans une perspective de développement durable;
- Analyser plusieurs scénarios de développement de la filière, incluant les scénarios « aucun développement » et « alternatives énergétiques », en vue d'éclairer les décideurs et la population quant aux impacts cumulatifs, aux risques et aux bénéfices associés à la filière à court, moyen et long terme.

Les biens livrables

Dans le cadre de son mandat, le Comité avait à produire plusieurs documents.

Plan de réalisation de l'ÉES (Comité de l'ÉES, 2012)

Un plan de réalisation préliminaire a été rendu public à l'automne 2011. Des consultations publiques ont été tenues à Longueuil, Saint-Hyacinthe, Saint-Flavien et Bécancour. L'organisation et la tenue de ces consultations a bénéficié de l'expertise de l'Institut du Nouveau Monde[2] qui a animé les séances et produit les transcriptions, le rapport synthèse des consultations et le captage vidéo. Au 15 janvier 2012, le Comité avait reçu plus de 500 commentaires et mémoires.

Le plan de réalisation a été rendu public en avril 2012, à l'occasion d'une conférence de presse. Ce plan détermine les connaissances à acquérir pour améliorer notre compréhension des enjeux reliés à un éventuel développement du gaz de schiste ou au statu quo. Des devis d'études ont été préparés à l'intention de chercheurs des milieux universitaire, privé et gouvernemental pour répondre à ces besoins de connaissances. Toutes les études produites ont été publiées sur le site Web du Comité.

Rapport synthèse et rapport sur le cadre législatif

Compte tenu de la modification de son mandat et du fait qu'il n'aurait pas à formuler de recommandations, le Comité a décidé de ne pas présenter l'étude sur la cadre législatif et réglementaire dans un document distinct, mais plutôt de l'inclure dans le rapport synthèse.

[1] www.ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca
[2] www.inm.qc.ca

Rapports administratifs

Deux rapports d'avancement de travaux ont été produits, en mai 2012 et mai 2013.

Les missions, visites et rencontres

Le Comité a contacté les municipalités sur le territoire desquelles un forage exploratoire pour le gaz de schiste a été réalisé et a pu convenir d'une rencontre avec les élus et les citoyens de Saint-Hyacinthe, Saint-Denis-sur-Richelieu, Saint-Antoine-sur-Richelieu, Fortierville, La Présentation, La Visitation-de-Yamaska et Saint-François-du-Lac. Les échanges tenus à ces occasions ont permis de mettre en perspective les expériences spécifiques des citoyens et des représentants municipaux en lien avec chaque entreprise particulière ayant œuvré sur leur territoire.

Une offre de rencontre a également été faite auprès des communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak qui n'ont cependant pas souhaité rencontrer le Comité à cette étape.

Par ailleurs, le Comité a rencontré des représentants de regroupement ou d'organismes concernés par le dossier : l'Union des municipalités du Québec (UMQ), la Fédération québécoise des municipalités (FQM), l'Union des producteurs agricoles du Québec (UPA), Solidarité rurale du Québec, le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), la Commission géologique du Canada (CGC), le Bureau d'assurances du Canada (BAC), Gaz Métro, Hydro-Québec, l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis, l'Institut canadien de recherche en politiques et administration publiques de l'Université de Moncton et M. Louis LaPierre, de l'Université de Moncton.

Une visite des puits de Saint-Édouard et Leclercville a eu lieu à l'automne 2011.

Des représentants du Comité ont participé à des forums ou conférences sur divers aspects de la filière, notamment à un forum de deux jours tenu à Vancouver en septembre 2012. Organisé par l'Institut Pembina, un organisme environnemental, ce forum regroupait entre autres des organismes non gouvernementaux (ONG) en environnement, les représentants des Premières Nations, d'industries et de différents organismes gouvernementaux ainsi que des chercheurs et des experts universitaires.

Dans le cadre de la conférence Americana, qui s'est tenue en avril 2013 (Réseau Environnement), le CÉES a organisé la tenue de conférences sur les aspects liés à l'eau, aux gaz à effet de serre (GES) et aux analyses de cycle de vie (ACV) de l'industrie du gaz de schiste.

Deux membres du Comité ont assisté aux trois forums organisés à l'automne 2012 par Solidarité rurale du Québec sur les thèmes suivants : 1) richesses naturelles, 2) éducation et culture, 3) gouvernance et territoires.

Un membre du Comité a été mandaté aux réunions de l'International Association for Impact Assessment (IAIA), tenues à Prague (République tchèque) en octobre 2011 et à Porto (Portugal) au printemps 2012, sur la question des évaluations environnementales stratégiques et plus spécifiquement sur la filière énergétique dans ce dernier cas.

Des voyages de prise de connaissance dans l'Ouest canadien et dans quelques États du Nord-Est des États-Unis ont permis au Comité de rencontrer plusieurs intervenants sur le terrain et de prendre la mesure des divers impacts, positifs et négatifs, de l'arrivée de l'industrie du gaz de schiste. Une délégation du Comité a entrepris une série de rencontres en Alberta et en Colombie-Britannique, en mai et en septembre 2012. Des représentants des milieux gouvernementaux et réglementaires, notamment de l'Energy Resources Conservation Board, de l'Alberta

Environment and Sustainable Resources Development, de l'Office national de l'énergie, de l'Oil and Gas Commission et BC Ministry of Environment, ont été rencontrés dans les deux provinces de l'Ouest.

En octobre 2012, trois membres du Comité se sont rendus aux États-Unis. En Pennsylvanie, des rencontres ont été tenues avec deux groupes de citoyens de Dimock Proud et des citoyens de Towanda, deux groupes environnementaux (Sierra Club et Citizens for Pennsylvania's Future), une entreprise gazière (Cabot Oil and Gas Corporation), une association professionnelle de producteurs laitiers (Professional Dairy Managers of Pennsylvania) et deux organisations gouvernementales (Pennsylvania Department of Environnemental Protection et Bradford County Conservation District). Deux membres du Comité ont par la suite assisté au Marcellus Summit organisé à Penn State University.

Dans l'État de New York, les membres du Comité ont échangé avec des spécialistes et des chercheurs de l'Université de Cornell sur les aspects sociaux, économiques et politiques. Puis, au New York State Department of Environnemental Conservation, ce sont les suites de l'évaluation environnementale stratégique sur les questions de santé publiques qui ont fait l'objet des échanges.

Un lien continu a également été établi par la délégation du gouvernement du Québec auprès de la Communauté européenne afin de permettre au Comité de suivre les activités sur le gaz de schiste menées par les pays membres.

Enfin, dans le cadre de leurs fonctions professionnelles à l'occasion de visites en France, des membres du Comité ont tenu des rencontres et discussions avec le Conseil général de l'environnement et du développement durable, le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), le Centre national de la recherche scientifique (CNRS), l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) et, finalement, au Québec, avec la Fondation nationale Entreprise et Performance.

Les comités miroirs

Le plan de réalisation de l'ÉES faisait état de la mise en place de comités miroirs pour échanger sur les diverses thématiques de l'ÉES, obtenir des avis, recueillir des informations et ainsi aider à la formulation de pistes de solution. Une première rencontre portant sur le projet type et les scénarios de développement s'est tenue le 25 septembre 2012 à Drummondville. Toutefois, la modification apportée au mandat du Comité précise que la consultation qu'il devait faire sur le rapport final sera dorénavant confiée au BAPE. Le Comité a donc décidé de ne plus recourir à ce moyen de consultation.

Le rapport synthèse

Le présent rapport vise à alimenter la prochaine étape de l'examen de la filière du gaz de schiste qui sera menée par le BAPE. Il a pour but de synthétiser les informations et les connaissances des études conduites par les chercheurs qui ont contribué au plan de réalisation de l'ÉES. Ces études ont été menées de manière totalement indépendante du Comité et leurs résultats n'engagent que leurs auteurs. Elles constituent une contribution importante à une meilleure compréhension des enjeux légaux, sociaux, économiques et environnementaux d'un développement potentiel du gaz de schiste ou du statu quo.

La synthèse de ces études, l'analyse que les membres du Comité en ont faite, les récentes études réalisées ailleurs ainsi que les informations recueillies lors des visites du Comité alimenteront les consultations du BAPE à venir et éclaireront les décideurs dans leurs choix.

La méthodologie

Afin de permettre une évaluation cohérente des enjeux environnementaux, sociaux et économiques d'un développement potentiel de l'industrie du gaz de schiste, il importait de fournir aux divers mandataires responsables des études un descriptif exhaustif des caractéristiques importantes des diverses activités, de l'exploration à la fermeture d'un site.

Le projet type

Le projet type se veut un portrait le plus réaliste possible de ce à quoi pourrait ressembler un projet de gaz de schiste pour une entreprise gazière œuvrant au Québec dans le contexte actuel et sur la base des données existantes. Ces caractéristiques sont précisées dans un document séparé rendu public par le Comité en novembre 2012 (étude M-2).

La définition du projet type constitue la base de référence de plusieurs études qui visent à évaluer les caractéristiques servant pour l'étude de l'analyse avantages-coûts. Toutefois la description précise des caractéristiques a été adaptée aux fins des divers travaux.

Les zones de développement

Au total, le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent couvre une superficie de 15 800 km^2 entièrement couverte par des permis d'exploration. Trois grands corridors d'exploration fondés sur la profondeur du shale d'Utica ont été déterminés (voir l'annexe 5).

- Le premier corridor (1) est situé le long du fleuve Saint-Laurent et couvre une superficie de 3 600 km^2. Le shale affleure localement le long de la rive nord pour atteindre une profondeur de 800 m en moyenne.
- Le second corridor (2), situé entre la faille de Yamaska et la ligne de Logan, couvre 5 000 km^2. Dans ce corridor, la portion supérieure de la formation d'Utica se trouve généralement entre 1 200 et 2 500 m de profondeur et le potentiel gazier y serait le plus intéressant.
- Le troisième corridor (3) débute au droit de la ligne de Logan et couvre 7 200 km^2. Le shale d'Utica autochtone[3] s'y trouve à une profondeur de plus de 2 500 m.

Les scénarios de développement

Le Comité de l'ÉES a choisi de retenir cinq scénarios de développement possibles de la filière gazière qui couvrent l'ensemble des possibilités sur un horizon de 25 ans, variant de « aucun développement » à « développement à grande échelle » du shale[4]. Ces scénarios ont été élaborés à partir des résultats des études portant sur le projet type et sur le potentiel gazier du Québec (étude P-1c), des renseignements obtenus auprès de certaines entreprises titulaires de permis d'exploration dans le shale d'Utica ainsi que des documents officiels principalement de sources gouvernementales et universitaires.

[3] En géologie, un terrain autochtone est un terrain qui n'a pas été déplacé par un chevauchement.

[4] Les scénarios présentés dans le présent document se veulent neutres, c'est-à-dire qu'ils ne se fondent sur aucune décision ou orientation prises a priori par le Comité de l'évaluation environnementale sur le gaz de schiste et qu'ils ont pour unique but de définir des paramètres communs pour l'ensemble des études commandées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

Le Comité tenait à ouvrir son analyse sur le plus vaste champ possible d'options afin de pouvoir ainsi recueillir une somme d'information assez vaste pour disposer d'un maximum d'outils d'analyse. Le premier scénario est celui de non développement.

Le deuxième scénario consiste en une approche de veille technologique et administrative qui permettrait à tout le moins d'acquérir des connaissances dans le but de faire évoluer le cadre administratif, juridique et social d'une éventuelle ouverture à des projets de développement.

Les trois autres scénarios établissent trois niveaux de développement de la filière sur une période d'au moins 25 ans et pour un territoire donné. Avec chaque scénario, le territoire exploité s'agrandit et la production estimée prend de plus en plus d'ampleur. Pour le moment, le Comité n'a pas cherché à déterminer à partir de quel point le Québec pourrait être autosuffisant et pourrait, à la limite, passer en mode exportation.

Encadré : Les scénarios de développement (étude P-1c)

Scénario 1 : Aucun développement

Ce scénario prévoit qu'il n'y aura aucun nouveau forage dans le shale d'Utica au cours des 25 prochaines années. Malgré l'absence de tout nouveau forage dans le cadre de ce scénario, l'existence des puits et des permis d'exploration actuels peut entraîner des impacts sociaux, environnementaux et économiques.

Scénario 2 : Exploration seulement

Ce scénario prévoit que seuls des forages d'exploration seront effectués au cours des prochaines années. Les impacts à évaluer dans le cas de ce scénario touchent essentiellement les activités liées aux travaux préliminaires et à la phase « Exploration » du projet type.

Scénario 3 : Développement à petite échelle

Ce scénario prévoit le développement de la partie nord-est du corridor 2 qui, sur la base des connaissances actuelles, offre le meilleur potentiel de rentabilité. Cette zone couvre un territoire de 1 258 km^2. Quelque 166 sites multipuits de 6 puits chacun seraient installés, pour un total de 1 000 puits.

Scénario 4 : Développement à moyenne échelle

Ce scénario prévoit le développement de l'industrie dans l'ensemble du corridor 2. La superficie de cette zone est de 5 000 km^2. L'hypothèse retenue consiste à installer 600 plateformes de forage de 6 puits chacune pour un total de 3 600 puits.

Scénario 5 : Développement à grande échelle

Ce scénario prévoit le développement de l'ensemble du shale d'Utica que l'on retrouve dans les trois corridors décrits précédemment. Ces trois corridors couvrent une superficie de 15 800 km^2. L'hypothèse retenue consiste à installer 1 500 plateformes de forage de 6 puits chacune pour un total de 9 000 puits.

1. Le développement durable

En vertu de la Loi sur le développement durable adoptée en 2006, le gouvernement doit inscrire ses actions dans une perspective de développement durable et tenir compte de 16 principes susceptibles d'orienter ses politiques. Comme précisé en début de travaux, le mandat et le rapport de l'évaluation environnementale (ÉES) s'inscrivent dans une démarche de développement durable[1]. Rappelons que le développement durable est un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Il s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement. Le maintien de la qualité de l'environnement est la condition d'un développement durable, la société et les individus qui la constituent en sont la finalité et l'économie est le moyen pour y parvenir. Il s'agit donc de maximiser le bien-être des individus et des collectivités et d'éliminer ou de minimiser les nuisances écologiques par l'édification d'une économie efficiente, inclusive et porteuse d'équité (MDDEP, 2004).

Encadré : Les 16 principes de développement durable (Loi sur le développement durable)

Santé et qualité de vie : les personnes, la protection de leur santé et l'amélioration de leur qualité de vie sont au centre des préoccupations relatives au développement durable. Les personnes ont droit à une vie saine et productive, en harmonie avec la nature.

Équité et solidarité sociales : les actions de développement doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que d'éthique et de solidarité sociale.

Protection de l'environnement : pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement.

Efficacité économique : l'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement.

Participation et engagement : la participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique.

Accès au savoir : les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective du public à la mise en œuvre du développement durable.

Subsidiarité : les pouvoirs et les responsabilités doivent être délégués au niveau approprié d'autorité. Une répartition adéquate des lieux de décision doit être recherchée, en ayant le souci de les rapprocher le plus possible des citoyens et des communautés concernées.

Partenariat et coopération intergouvernementale : les gouvernements doivent collaborer afin de rendre durable le développement sur les plans environnemental, social et économique. Les actions entreprises sur un territoire doivent prendre en considération leurs impacts à l'extérieur de celui-ci.

[1] Voir le libellé complet du mandat au www.ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca.

Prévention : en présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source.

Précaution : lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement.

Protection du patrimoine culturel : le patrimoine culturel, constitué de biens, de lieux, de paysages, de traditions et des savoirs, reflète l'identité d'une société. Il transmet les valeurs de celle-ci de génération en génération et sa conservation favorise le caractère durable du développement. Il importe d'assurer son identification, sa protection et sa mise en valeur, en tenant compte des composantes de rareté et de fragilité qui le caractérisent.

Préservation de la biodiversité : la diversité biologique rend des services inestimables et doit être conservée au bénéfice des générations actuelles et futures. Le maintien des espèces, des écosystèmes et des processus naturels qui entretiennent la vie est essentiel pour assurer la qualité de vie des citoyens.

Respect de la capacité de support des écosystèmes : les activités humaines doivent être respectueuses de la capacité de support des écosystèmes et en assurer la pérennité.

Production et consommation responsables : des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources.

Pollueur payeur : les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci.

Internalisation des coûts : la valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, depuis leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale.

Dans toutes les phases de réalisation de son mandat, le Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste a accordé une attention particulière à ces principes, sachant que le processus d'une évaluation environnementale stratégique s'inscrit d'emblée dans une perspective de développement durable. Soucieux de mener ses travaux de manière transparente et en dialogue avec la société civile, le Comité a notamment commandé une étude sur les processus de participation publique applicables aux évaluations environnementales stratégiques dont il s'est inspiré pour sa propre démarche[2]. En ce qui concerne le mandat à proprement parler, les analyses menées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique couvrent les volets social, environnemental et économique du développement durable, tout en s'attardant à la gouvernance et avec une sensibilité particulière pour l'équité.

[2] L'étude de Gilles Côté et Jean-Philippe Waaub, *Mécanismes de participation publique dans les évaluations environnementales stratégiques*, publiée en juillet 2012 (étude M-1), avait pour but de documenter des expériences de participation publique, d'analyser quelques pratiques clés pour en comprendre l'intérêt, le fonctionnement et les risques et d'élaborer quelques scénarios de participation publique potentiels selon les phases de réalisation de l'ÉES sur le gaz de schiste en détaillant leur rationalité et leur pertinence respective.

Le Comité a jugé qu'il était également nécessaire de mener une étude spécifique des enjeux de développement durable soulevés par la filière du gaz de schiste. Dans son rapport, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) avait déjà cerné plusieurs principes particulièrement pertinents dans une analyse de la filière du gaz de schiste, dont les principes de précaution et de prévention (BAPE, 2011). Le commissaire au développement durable avait aussi détaillé les enjeux de la filière pour une dizaine de principes (Vérificateur général, 2011).

L'étude EC1-2 offre une analyse de l'industrie du gaz de schiste en regard de l'ensemble des principes du développement durable. Elle s'appuie notamment sur le *Guide pour la prise en compte des principes de développement durable* préparé par le ministère du Développement durable, de l'Environnement, et des Parcs (MDDEP) en 2009 (MDDEP, 2009). Ce guide propose une méthodologie pour déterminer les liens existants entre une action et un principe de développement durable et bonifier l'action en regard de ce principe.

La filière du gaz de schiste soulève des enjeux de nature sociale qui sont clairement ressortis des audiences devant le BAPE tout comme dans les différentes analyses menées par le Comité. Les préoccupations s'articulent plus spécifiquement autour des principes suivants : santé et qualité de vie, équité et solidarité sociales ainsi que participation et engagement. Sur le plan environnemental, plusieurs principes sont concernés, notamment quant à la pérennité des ressources en eaux : protection de l'environnement, prévention et précaution. Enfin, en ce qui a trait à l'économie, les préoccupations s'articulent autour des principes d'efficacité économique, de production et consommation responsables, de pollueur-payeur ainsi que d'internalisation des coûts.

En regard des analyses et dans une perspective globale, cinq principes soulèvent des enjeux fondamentaux quant au positionnement de la filière du gaz de schiste dans la stratégie énergétique québécoise.

Santé et qualité de vie : l'industrie pourrait compromettre la disponibilité et la qualité de l'eau, être à l'origine de fuites de gaz, ou encore de contamination du sol. Ses activités entraînent de nouveaux risques, supposent de nouveaux équipements et s'accompagnent d'une détérioration ponctuelle de l'ambiance sonore. Ces impacts sont détaillés aux chapitres 5, 6, 7, 8, 10 et 14.

Équité et solidarité sociale : l'exploitation non contrôlée de la ressource peut entraîner son épuisement, compromettre sa disponibilité pour les générations futures et entraîner des passifs écologiques qui seront à leur charge. Le calcul et la gestion des redevances doivent incarner le principe d'une équité intergénérationnelle. Si bien que le prix actuellement très bas du gaz naturel sur les marchés nord-américains remet en question la pertinence d'exploiter la filière à court terme. La filière ne jouit pas d'une acceptabilité sociale comme l'illustre la forte opposition à son égard. En plus d'entraîner des conflits d'usage (agriculture, activités récréatives, approvisionnement en eau), les principes de gouvernance qui donnent préséance à l'exploitation de la ressource au détriment d'autres usages du territoire profitent prioritairement à l'industrie détentrice des baux. Ces impacts sont détaillés aux chapitres 3, 5, 7, 9, 11, 12 et 15.

Protection de l'environnement : la protection de l'environnement serait facilitée par une forme régionale d'évaluation environnementale menée dans un cadre transparent. On doit par ailleurs constater que la protection des sources d'eau potable est un enjeu prioritaire et que l'évaluation de leur vulnérabilité incombe aux gouvernements locaux (voir les chapitres 5, 11 et 16).

Efficacité économique : l'efficacité économique est intrinsèquement liée à la configuration du régime de redevances, aux emplois créés ainsi qu'à la perception de taxes et d'impôts liés à l'activité. Elle doit cependant aussi tenir compte des externalités, qu'il s'agisse de la production de gaz à effet de serre, de nouveaux passifs environnementaux ou de nuisances, difficiles à compenser avec un prix du gaz trop bas. Par ailleurs, les

investissements, notamment en infrastructures, requis par l'industrie peuvent avoir d'importantes retombées positives pour le Québec et les régions concernées (voir le chapitre 15).

Subsidiarité : les enjeux liés aux gaz de schiste entremêlent les autorités locales, régionales et nationales. Le développement de la filière interfère avec la planification territoriale et les orientations retenues par les autorités locales ou régionales. De plus, sa gouvernance et le maintien des infrastructures dans le contexte de son développement supposent des moyens techniques et financiers qui peuvent outrepasser les capacités de ces autorités. Outre la participation des autorités locales, la collaboration entre le MDDEFP, le MAMROT, le MRN, le MSSS et le MSP de même qu'avec la CPTAQ, la Régie de l'énergie et les municipalités locales serait indispensable. Ces enjeux sont détaillés aux chapitres 3 et 11.

Trois autres principes soulèvent des enjeux complémentaires importants :

Respect de la capacité de support des écosystèmes : la multiplication des puits sur un territoire peut avoir d'importantes incidences sur les impacts anticipés de l'industrie. L'approvisionnement en eau doit respecter les débits de prélèvement tandis que les eaux usées et les boues de forage doivent être acheminées vers des centres de traitement adaptés. Ces enjeux sont détaillés aux chapitres 5, 6, 7 et 8.

Préservation de la biodiversité : l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste ont des impacts sur des écosystèmes dont il faudrait estimer la valeur lorsqu'ils sont susceptibles d'être affectés et détériorés. Ces enjeux sont détaillés aux chapitres 5 et 6.

Internalisation des coûts : il importe d'évaluer les compensations offertes en regard des inconvénients subis en raison de l'industrie du gaz de schiste. Les compensations versées doivent couvrir non seulement les impacts pour les propriétaires concernés par l'implantation d'un puits, mais aussi ceux subis par l'ensemble du voisinage (bruit, qualité de l'air, circulation routière, etc.). Ces enjeux sont détaillés au chapitre 15.

Constats

- Une analyse de la filière du gaz de schiste en regard des principes du développement durable soulève plusieurs enjeux environnementaux, sociaux et économiques.
- En ce qui concerne la dimension sociale, les activités associées à la filière du gaz de schiste soulèvent plusieurs questions quant à la santé des personnes, leur sécurité ainsi que leur qualité de vie.
- La filière du gaz de schiste est sujette à un manque d'acceptabilité sociale qu'illustre la forte opposition de la part de diverses parties prenantes.
- Sur le plan de l'environnement, on appréhende plusieurs impacts environnementaux, dont au premier chef la contamination de l'eau et des sols, un bilan négatif de GES ainsi que les fuites de gaz liés à l'utilisation de la technique de fracturation.
- Du côté économique, le prix très bas du gaz naturel sur les marchés nord-américains compromet la pertinence économique du développement de la filière du gaz de schiste et la possibilité de procéder à une redistribution juste et équitable de la plus-value tirée de l'exploitation. Le principe d'internalisation des coûts suppose que les promoteurs compensent l'ensemble des acteurs affectés par les nuisances de l'industrie. Aussi, il existe des lacunes concernant l'évaluation de la valeur des écosystèmes des milieux susceptibles d'être perturbés. Dans un contexte économique favorable, les redevances générées par

l'exploitation des ressources naturelles, notamment celles sur l'eau et le gaz, pourraient avoir un impact positif en matière d'équité si elles sont utilisées en partie au profit des générations futures. L'efficacité économique reposerait sur la création d'emplois et un régime de redevances bien structuré exigeant de l'industrie, entre autres, qu'elle assume les externalités induites par ses activités.

- On doit s'interroger sur la pertinence d'exploiter cette ressource non renouvelable dans un contexte économique défavorable dans la mesure où cette exploitation hypothèque les options pour les générations futures.

- À l'échelle de la gouvernance et en vertu du principe de subsidiarité, il importe de rapprocher le plus possible les instances décisionnelles des communautés concernées. Les enjeux d'envergure nationale soulevés par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste doivent donc être conciliés avec les préoccupations régionales et locales. Il reste que la préséance de l'activité minière sur la qualité de l'environnement et l'aménagement et l'urbanisme prive les autorités locales d'un important pouvoir de décision au profit de l'industrie détentrice de baux. Le développement durable suppose qu'un éventuel développement de la filière du gaz de schiste respecte une planification territoriale à laquelle les autorités locales ou régionales auraient pris part. Toutefois, les municipalités locales susceptibles d'être concernées par le développement du gaz de schiste n'ont pas nécessairement les ressources humaines ni les moyens techniques et financiers pour faire face aux divers enjeux concernant la gestion de l'eau et le maintien des infrastructures. De plus, il existe un potentiel élevé de conflit en lien avec d'autres usages du territoire tels que l'agriculture, l'approvisionnement en eau potable, les activités récréatives, etc.

- L'analyse du positionnement de la filière du gaz de schiste au Québec en regard des principes de la Loi sur le développement durable soulève des questionnements majeurs.

- Des études scientifiques et économiques doivent encore être entreprises pour améliorer notre connaissance de cette industrie naissante, notamment en ce qui a trait à l'analyse des impacts sur la santé, l'évolution de la technologie, etc. Un dialogue public structuré doit avoir lieu afin de s'assurer de la plus grande acceptabilité sociale possible dans l'éventualité où la filière devait être développée.

- Dans la mesure où la pertinence économique de la filière reste à démontrer et que son acceptabilité sociale n'est pas acquise, sans compter que l'encadrement législatif et réglementaire (mesures de mitigation, gestion du cycle de vie, contrôle de la qualité de l'air et de l'eau, etc.) reste à élaborer et à mettre en place, il faut se demander si la conjoncture à court et moyen terme est favorable à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans une perspective de développement durable.

- Le principe de précaution de la Loi sur le développement durable milite en faveur de la mise en veille temporaire de cette industrie pendant que la société québécoise cherche à répondre aux nombreuses questions qui demeurent en suspens. Les audiences publiques prévues du BAPE constitueront certainement une amorce de ce dialogue public entre les parties concernées afin que les politiques, les plans et les programmes qui devraient encadrer cette industrie soient correctement alignés avec les besoins locaux, régionaux et nationaux du Québec.

2. L'état des lieux

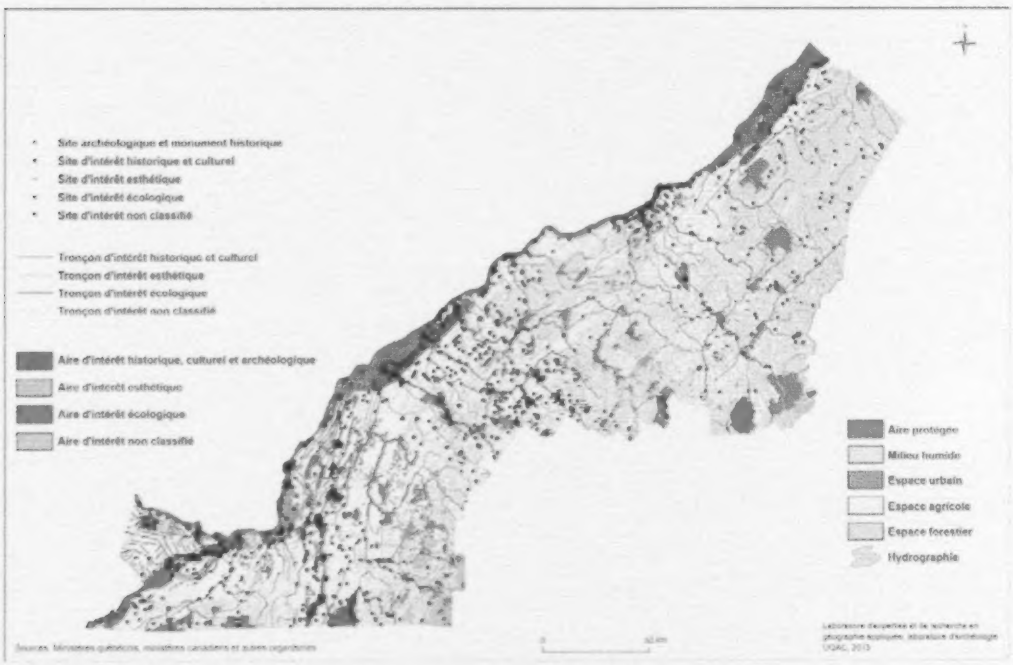
2.1 Le territoire et les communautés d'accueil

La zone de développement du gaz de schiste se situe essentiellement sur le territoire correspondant aux régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches. Une mince bande sur la rive-nord du Saint-Laurent recèlerait aussi un certain potentiel.

D'une superficie de 34 672 km^2, ce territoire se compose de 30 municipalités régionales de comté (MRC) dont deux villes, Lévis et l'agglomération de Longueuil, viennent respectivement au huitième et au cinquième rang des agglomérations les plus populeuses du Québec. Il comporte 393 municipalités et 4 territoires hors MRC totalisant 2,1 millions d'habitants. La région de la Montérégie accueille à elle seule les deux tiers de la population du territoire à l'étude, soit 1 276 699 habitants (étude S2-4).

Près de 75 % du territoire fait partie de la zone agricole permanente (CPTAQ, 2012) et se caractérise donc par des usages agricoles (43 % du territoire et 15 878 exploitations agricoles) et forestiers considérables. Une bonne part de cette zone est constituée d'érablières et de sols qui ont un potentiel agricole élevé.

Figure 2.1 : Utilisation majeure du sol



Source : Étude S2-4, page 7

2.1.1 Le profil des régions administratives

L'encadrement légal et réglementaire existant n'oblige pas les entreprises gazières à réaliser une démarche territoriale intégrée permettant de dresser un portrait complet d'un territoire qui pourrait être affecté par les activités

d'une industrie, et ce, préalablement à l'arrivée de cette industrie. À cet égard, plusieurs élus et membres de collectivités visées par le développement de l'industrie du gaz de schiste et actifs dans la promotion et le développement durable et viable de leur collectivité s'inquiètent plus particulièrement de la méconnaissance des milieux d'accueil de la part des promoteurs de cette nouvelle industrie ainsi que du changement que pourrait connaître leur territoire et leur milieu de vie à court, moyen et long terme. Ainsi, autant lors des consultations publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) de l'automne 2010 que lors des travaux menés par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste au cours des deux dernières années, il a été clairement établi qu'une connaissance approfondie sur les aspects physiques, sociaux et environnementaux du territoire devrait être acquise avant tout développement de l'industrie du gaz de schiste.

Afin de répondre à cette préoccupation maintes fois soulevée, le Comité a fait dresser un portrait des régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches (voir la figure 2.2) concernées par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste portant sur la dimension sociale, l'environnement et l'économie.

Figure 2.2 : Découpage des régions administratives à l'étude

Source : Rapport du BAPE 2011, page 13

Montérégie

Dimension sociale

D'un point de vue démographique, la région de la Montérégie est la plus peuplée du territoire à l'étude et la deuxième région la plus peuplée de la province de Québec. Un peu plus de 80 % de la population réside en milieu urbain, le reste de la population résidant en milieu rural. L'agglomération de Longueuil, dont la superficie est la plus petite, est la plus densément peuplée de la région.

En 2011-2012, l'agglomération de Longueuil a connu le solde migratoire interrégional négatif (-419) le plus important de la région, notamment en raison des migrations vers Montréal ou vers les municipalités situées

dans la deuxième couronne de développement. Malgré ce solde négatif, le nombre de ménages et la population de la Montérégie devraient connaître une variation positive de 34 % d'ici 2031 et c'est la MRC de Vaudreuil-Soulanges qui devrait enregistrer la plus forte hausse avec 52,5 %.

Des trois régions à l'étude, c'est en Montérégie que l'on retrouve le plus fort taux de ménages, soit 19 %, qui doivent consacrer plus de 30 % de leur revenu au logement. Ce taux est de 17,9 % dans le Centre-du-Québec et de 15,6 % en Chaudière-Appalaches. Le prix élevé des logements de l'agglomération de Longueuil ainsi que la situation économique précaire d'immigrants optant pour Longueuil comme ville d'accueil sont au nombre des facteurs qui pourraient expliquer ces différences. À noter que ce taux est de 22,5 % dans l'ensemble du Québec.

Le niveau de scolarité est un facteur qui peut influencer le niveau de rémunération d'une personne et donc ses conditions de vie. Seulement, 17,1 % de la population vivant en Montérégie ne détient aucun diplôme, comparativement à 30,9 % dans le Centre-du-Québec et 27,9 % en Chaudière-Appalaches. Le pourcentage de la population de la Montérégie ayant un niveau de scolarité universitaire (baccalauréat et plus), soit 18,7 %, est le plus fort des régions à l'étude.

Environnement

La Montérégie est l'une des régions agricoles les plus importantes du Québec. Pas moins de 32 % des recettes totales du secteur agricole québécois proviennent de la région et la culture maraîchère figure comme l'un des créneaux de l'agriculture montérégienne (étude S2-1). La Montérégie se retrouve au deuxième rang québécois en ce qui a trait à la transformation alimentaire, tout juste après Montréal.

Le milieu forestier montérégien est à 97,5 % à tenure privée et compte donc seulement 2,5 % de forêts publiques. La plus grande part de la forêt est peuplée de feuillus, notamment d'érables rouges (27,4 %) et d'érables à sucre (17,5 %). C'est aussi en Montérégie qu'on retrouve le plus grand nombre d'écosystèmes forestiers exceptionnels (EFE).

Des dix villes les plus populeuses des trois régions administratives à l'étude (voir le tableau 2.1), sept se trouvent sur le territoire de la Montérégie. L'agglomération de Longueuil inclut d'ailleurs trois de ces villes. Environ 70 % des municipalités de la Montérégie comptent moins de 5 000 habitants.

Tableau 2.1 : Données sur les dix villes les plus populeuses des trois régions administratives à l'étude

Ville	Région administrative	MRC	Population (2012)	Superficie terrestre (km²)	Densité h/km² (2012)	Rang (Qc)	Rang (Can)
Longueuil	Montérégie	Aggl. de Longueuil	238 296	115,59	2062	5	19
Lévis	Chaudière-Appalaches	Aggl. de Lévis	138 874	449,31	309	8	33
Saint-Jean-sur-Richelieu	Montérégie	Le Haut-Richelieu	92 710	225,78	411	11	56
Brossard	Montérégie	Aggl. de Longueuil	82 009	45,2	1814	13	69
Drummondville	Centre-du-Québec	Drummond	72 341	246,85	293	14	77
Granby	Montérégie	La Haute-Yamaska	64 150	152,72	420	16	83
Saint-Hyacinthe	Montérégie	Les Maskoutains	53 453	188,69	283	18	94
Châteauguay	Montérégie	Roussillon	46 894	35,89	1307	22	104
Victoriaville	Centre-du-Québec	Arthabaska	43 357	84,2	515	24	108
Boucherville	Montérégie	Aggl.de Longueuil	41 728	70,8	589	28	116

Source : Tableau tiré de l'étude S2-1a, page 41

Quant à l'hydrographie de cette région, elle se caractérise par la présence des rivières Richelieu, Châteauguay et Yamaska, cette dernière étant la plus polluée du Québec. Les agents fertilisants en provenance des terres agricoles sont la principale source de pollution de ce cours d'eau.

Les milieux humides représentent 3,4 % du territoire de la Montérégie, qui abrite la plus grande héronnière en Amérique du Nord (UNESCO, 2012). Les milieux humides se composent principalement de marécages et de tourbières naturelles (Canards Illimités Canada(a), 2006).

Économie

L'agglomération de Longueuil constitue un important bassin de travailleurs et le taux de chômage régional (5,9 %) est nettement inférieur à la moyenne provinciale de 7,8 %. Les emplois se concentrent majoritairement dans le secteur tertiaire (73,1 %), dans des établissements de petite taille comptant de 1 à 4 employés (53,8 %).

L'indice de développement économique de la Montérégie est identique à celui de la province. En 2010, le poids économique de la région par rapport à l'ensemble du Québec était de 15,2 % (étude S2-1a).

D'ici 2031, la Montérégie constituera un fort potentiel de main d'œuvre de par sa situation géographique tout à proximité de Montréal. Aussi, la présence en Montérégie d'entreprises exportatrices vers le marché américain peut constituer un avantage pour son essor économique (CRÉ Montérégie-Est, 2013).

Le secteur de l'agriculture en Montérégie regroupe 23 % du nombre total de fermes québécoises et représente actuellement environ 15 500 emplois. Depuis plusieurs années, comme dans le reste du Québec, on observe une diminution du nombre d'exploitations agricoles, une augmentation des superficies par ferme et une hausse de la productivité attribuable notamment aux diverses innovations technologiques (Service Canada(c), 2012). Au cours des prochaines années, une croissance des recettes associées à ce secteur est à prévoir.

À l'exception des sous-secteurs « aliments, boissons et tabac », « produits minéraux non métalliques », « produits en plastique », « produits métalliques », « machines », « produits informatiques et électroniques », « matériaux, appareils et composantes électriques » et « matériel de transport », on observe un ralentissement dans les activités du secteur de la fabrication (étude S2-1a). La vigueur de la devise canadienne par rapport à la devise américaine, la récession économique américaine, la concurrence des pays émergents et la hausse des prix de l'énergie exercent une influence sur ce ralentissement.

Depuis plusieurs années, la croissance démographique de la Montérégie y stimule le secteur de la construction résidentielle, qui représente 75 % de la valeur des permis de bâtir. Cet élan de la construction résidentielle devrait se poursuivre avec la croissance démographique des prochaines années.

Tout comme pour le secteur de la construction, la croissance démographique stimulera aussi le secteur des services. Présentement, 73 % des travailleurs œuvrent dans ce secteur où le commerce de détail occupe la plus forte part de l'emploi total. Un accroissement du secteur des services de santé est aussi à prévoir compte tenu du vieillissement de la population (Service Canada(c), 2012).

Centre-du-Québec

Dimension sociale

Un peu plus de 60 % de la population du Centre-du-Québec réside en milieu urbain, le reste de la population résidant en milieu rural.

En 2011-2012, le Centre-du-Québec a connu un solde migratoire interrégional positif de 837 habitants attribuable, entre autres, à l'essor économique important de la MRC de Drummond qui profite de sa situation géographique avantageuse à mi-chemin entre Québec et Montréal et non loin de Sherbrooke et des États-Unis.

Selon les données provenant de la Société d'habitation du Québec (SHQ, 2011) une proportion similaire de la population du Centre-du-Québec (68,2 ménages par 1 000) par rapport au reste du Québec (75,1 ménages par 1 000) bénéficie d'un des quatre programmes d'aide au logement. Ce taux est de 54 ménages par 1 000 en Montérégie et de 55,3 ménages par 1 000 en Chaudières-Appalaches.

Mentionnons enfin que, des trois régions à l'étude, c'est la région du Centre-du-Québec qui détient la plus forte proportion de population qui ne possède aucun diplôme, soit 30,9 %.

Environnement

Au Centre-du-Québec, l'agriculture figure comme un secteur important, la région comptant 12 % des fermes québécoises et 7,3 % (6 500) des emplois associés au milieu agricole. La production animale représente à elle seule 70 % des recettes régionales en agriculture (étude S2-1a). Une majorité de la zone agricole est utilisée à des fins forestières, alors que 37 % du territoire est consacré à l'agriculture. Le Centre-du-Québec se distingue aussi par le rendement impressionnant de ses industries agricoles, avec 46 % du produit intérieur brut (PIB) par rapport au total de l'industrie bioalimentaire centricoise. La région administrative arrive au deuxième rang québécois pour la production de céréales et de protéagineux (MAPAQ, 2008).

Par ailleurs, le Centre-du-Québec se distingue pour sa production de canneberges. Pas moins de 80 % de la production québécoise provient de la région et le domaine de la transformation de ce fruit y est aussi fort important.

Bien que l'agriculture constitue un secteur d'intérêt pour la région, on observe qu'elle est en perte de vitesse et que la relève devient de plus en plus difficile à recruter, ce qui peut expliquer le faible taux d'utilisation des terres agricoles.

Au Centre-du-Québec, 48 % du territoire est forestier et les forêts y sont majoritairement de tenure privée (95 %). Des régions administratives à l'étude, le Centre-du-Québec est la région comptant le moins d'EFE, soit 16 pour une surface totale de 419 hectares.

Parmi les aires de protection, ce sont celles classées comme habitat faunique qui sont les plus importantes (2,35 % de la superficie régionale). Les milieux naturels de conservation arrivent au deuxième rang. À noter que les refuges d'oiseaux migrateurs représentent une superficie importante du territoire (0,41 %). La municipalité de Baie-du-Febvre, en bordure du lac Saint-Pierre, se démarque plus particulièrement comme site de migration des oies.

Des dix villes les plus populeuses des trois régions administratives (voir le tableau 2.1) couvertes par cette étude, Drummondville figure parmi les villes les moins densément peuplées. Par ailleurs, pas moins de 93 % des municipalités centricoises comptent moins de 5 000 habitants.

Les rivières Saint-François, Bécancour et Nicolet sont les principales rivières du Centre-du-Québec. La rivière Saint-François, qui descend jusqu'au Lac Saint-Pierre, est aux prises avec des problèmes de pollution. Plus spécifiquement, le Conseil de gouvernance de l'eau des bassins versants de la rivière Saint-François note la présence de cyanobactéries et d'agents pathogènes, comme le rapporte l'étude S2-1a.

Il existe très peu de lacs sur le territoire centricois. Le lac Saint-Pierre, classé comme réserve mondiale de la biosphère par l'UNESCO, est le lac le plus important. Les eaux souterraines de la région du Centre-du-Québec ont été documentées sur neuf bassins versants, incluant la rivière Bécancour, dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES).

Économie

Tout comme en Montérégie, la superficie des fermes du Centre-du-Québec augmente et le nombre d'exploitations agricoles diminue. La main-d'œuvre est de plus en plus composée de travailleurs saisonniers provenant de pays latino-américains (étude S2-1a).

Bien que l'économie de la région centricoise soit en mutation, elle repose toujours fortement sur le secteur de la fabrication et le secteur primaire.

Plusieurs entreprises délocalisent leurs manufactures de textiles, de vêtements et de meubles vers des pays émergents. Par contre, dans les sous-secteurs de la fabrication comme celui des aliments, boissons et tabac, on devrait observer une croissance. Ce potentiel de croissance se voit consolidé par la présence sur le territoire d'abattoirs, de fromageries et de centres de transformation de la canneberge. La région mise aussi sur le créneau Fournisseurs et équipementiers pour véhicules commerciaux, véhicules spéciaux et produits récréatifs du projet ACCORD (étude S2-1a).

Pour le Centre-du-Québec, le secteur de la construction sera plutôt stable dans les prochaines années. S'il y a croissance dans ce secteur, il est à prévoir qu'elle proviendra de la construction non résidentielle. Par contre, du côté de la construction résidentielle, on doit s'attendre à un recul des mises en chantier.

Tout comme en Montérégie, le secteur du commerce de détail revêt une grande importance. Dans le cas du Centre-du-Québec, ce secteur représente 13 000 emplois et devrait croître au cours des prochaines années, essentiellement dans les pôles urbains de Drummondville et de Victoriaville. Ces deux villes regroupent à elles seules environ 70 % des emplois du commerce de détail.

Chaudières-Appalaches

Dimension sociale

La densité de la population de la Chaudière-Appalaches, qui est de 27,1 habitant par kilomètres carrés (h/km^2), est plus élevée que la moyenne québécoise (6,1 h/km^2); l'agglomération de Lévis se distingue nettement avec une densité de 310,5 h/km^2 (étude S2-1a). Le pourcentage de la population qui réside en milieu urbain et rural tend vers une répartition de 50/50. En effet, 51,5 % de la population réside en milieu urbain et 48,5 % de la population, en milieu rural.

Selon l'Institut de la statistique du Québec (ISQ), la croissance du nombre de ménages dans cette région devrait être de l'ordre de 21 % d'ici 2031. En 2011-2012, les MRC de Bellechasse et de Lotbinière se sont démarquées par des soldes migratoires interrégionaux positifs de l'ordre de 399 et 319 habitants respectivement, alors que la MRC Les Appalaches enregistrait le solde migratoire interrégional négatif le plus élevé, avec une perte de 172 habitants. La proximité des pôles urbains de Lévis et de Québec n'est sans doute pas étrangère à la croissance de la population de Bellechasse et de Lotbinière.

En lien avec les conditions de vie, l'étude S2-1a constate, selon des données de la SHQ (SHQ, 2011) qu'une moindre part de la population de la Chaudière-Appalaches bénéficie de programmes d'aide au logement par rapport à l'ensemble du Québec.

En Chaudière-Appalaches, le nombre de personnes ne détenant aucun diplôme est le deuxième plus élevé des trois régions à l'étude, avec un taux de 27,9 % de la population régionale selon les données d'Emploi-Québec de 2011. À 10,8 %, la proportion de personnes détenant un diplôme universitaire (niveau de scolarité de baccalauréat et plus) est la plus faible des trois régions à l'étude, mais elle se situe non loin du pourcentage observé au Centre-du-Québec (12,3 %).

Environnement

La région de la Chaudière-Appalaches représente un pôle majeur de l'agriculture. Dans le domaine bioalimentaire, elle se situe au deuxième rang québécois. Cette région produit 8,3 % du PIB bioalimentaire de la province de Québec et 22 % des recettes du secteur animal québécois, dont 30 % provient des élevages porcins (MAPAQ, 2012). Les productions laitière et porcine sont les plus importantes de la région, suivies des productions avicole, bovine et acéricole. La région de la Chaudière-Appalaches demeure à ce jour le plus grand producteur des produits de l'érable, avec 28,4 % de la production mondiale (CRRNT Chaudière-Appalaches, 2010).

La part de la zone agricole occupée par des exploitations agricoles est moindre que dans les deux autres régions à l'étude, car une proportion non négligeable du territoire se trouve dans les Appalaches, une zone à faible potentiel pour l'agriculture intensive de céréales.

Le couvert forestier représente autour de 75 % de la superficie régionale. Il s'agit du territoire ayant la plus grande part de forêt publique, contrairement aux territoires de la Montérégie et du Centre-du-Québec où on retrouve une plus grande part de forêt privée.

Prenant part aux activités de la Communauté métropolitaine de Québec (CMQ)[1], Lévis est le pôle urbain d'importance de la région de la Chaudière-Appalaches. Pas moins de 94 % des municipalités de la Chaudière-Appalaches comptent moins de 5000 habitants.

Sur le plan de l'hydrographie, tout comme dans les autres régions, la présence de lacs sur le territoire n'est pas prédominante; ceux-ci occupent moins de 1 % de la superficie du territoire. La tourbière est le type de milieu humide le plus répandu dans la région et représente 51,9 % des 472 km^2 de milieux humides du territoire (Canards Illimités Canada(b), 2006).

Les trois plus grandes rivières du territoire sont la Chaudière, l'Etchemin et la Rivière du Sud. Les connaissances sur l'eau souterraine disponible sont en cours d'acquisition dans le cadre du PACES (projets subventionnés 2012-2015[2]).

Économie

Sans conteste, l'analyse des statistiques économiques révèle l'existence d'une vigueur économique inégalement répartie pour la région de la Chaudière-Appalaches. L'agglomération de Lévis et la Beauce constituent des pôles de développement économique en croissance, alors que plus à l'est, on observe plutôt une décroissance nette des activités économiques. Le vieillissement de la population ainsi que l'exode des jeunes vers la CMQ, incluant Lévis, concourent à accroître ce phénomène.

La région de la Chaudière-Appalaches figure comme l'une des régions les plus rurales du Québec. On y retrouve pas moins de 12 % du nombre total des travailleurs agricoles et environ le quart des fermes du Québec. Tout comme les régions de la Montérégie et du Centre-du-Québec, le nombre d'exploitation est en diminution, mais leur superficie augmente. Les cultures maraîchères remplacent ici peu à peu l'activité dominante de jadis, l'élevage. La mise en marché des produits ainsi que la disponibilité de main-d'œuvre seront des facteurs déterminants de la rentabilité de l'activité agricole de ce territoire.

Tout comme au Centre-du-Québec, on observe depuis une décennie un déclin du secteur de la fabrication. On note une diminution des exportations plus particulièrement dans le secteur du meuble, notamment vers les États-Unis. Cette situation fait en sorte que la région tente de redynamiser le secteur de la fabrication en misant maintenant sur la fabrication à forte valeur ajoutée de matériaux composites et de plastiques, du bois pour l'habitation et des textiles techniques.

Alors qu'on observe plus particulièrement une croissance du secteur de la construction dans la région de la Montérégie avec le secteur résidentiel et une stabilité du secteur au Centre-du-Québec, la région de la Chaudière-Appalaches se caractérise quant à elle par une croissance soutenue tant du secteur résidentiel que non résidentiel. Les projets de l'agglomération de Lévis (résidentiels et non résidentiels) ainsi que les projets dans le secteur énergétique influencent cette croissance.

L'économie du secteur des services de la région de la Chaudière-Appalaches est présentement en transition. Autrefois dépendante des secteurs primaires et secondaires, l'économie s'oriente désormais vers le commerce, les services aux particuliers et aux entreprises, mais surtout les services à la production.

[1] La Communauté métropolitaine de Québec regroupe 28 municipalités et 751 990 habitants, soit près de 10 % de la population du Québec. Information tirée du site Web www.cmquebec.qc.ca/cmq/municipalites.html,page, page consultée le 17 décembre 2013.

[2] www.mddefp.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm#troisieme

Constats

- Dans l'éventualité d'un déploiement de la filière du gaz de schiste, il serait important d'investir à l'établissement d'un portrait territorial, qui pourrait prendre la forme d'un tableau de bord multidimensionnel (social, environnemental, économique) et qui permettrait de suivre l'incidence du changement à différents moments du développement de l'industrie sur un territoire visé.
- Le « tableau de bord » devrait tout d'abord contenir une section de données « de base » avec lesquelles des comparatifs entre les différents territoires accueillant ce même type d'industrie seraient réalisables.
- Le « tableau de bord » devrait aussi être modulé de manière à intégrer plus spécifiquement certaines caractéristiques et préoccupations pour lesquelles les milieux d'accueil souhaiteraient exercer un suivi plus particulier. Par exemple, si la production agricole est davantage importante dans l'économie d'une région, possiblement que cette dernière souhaiterait se doter d'informations et d'indicateurs plus fins à ce sujet.

2.1.2 Un inventaire territorial orienté vers la gestion du risque

Dans la perspective de parfaire ses connaissances du territoire, le Comité a demandé à des chercheurs de l'Université de Chicoutimi de procéder à un inventaire territorial des régions québécoises ayant un potentiel d'exploitation du gaz de schiste selon une approche orientée vers la gestion de risques (étude S2-4) et tenant compte des enjeux du développement durable. Ainsi, à l'aide d'un système d'information géographique (SIG) regroupant 1,5 million de données spatiales, il a été possible de déterminer des aires de sensibilité pour l'ensemble du territoire à l'étude et pour chacune des MRC ciblées ainsi que de créer une carte illustrant la vulnérabilité de l'ensemble du territoire.

La prise en compte des enjeux de développement durable du territoire

Il serait primordial dans la perspective d'un éventuel développement d'une industrie comme celle du gaz de schiste de considérer les enjeux de développement durable du territoire. Cette recherche d'enjeux territoriaux revêt d'autant plus d'importance qu'elle cible une meilleure connaissance des préoccupations des acteurs territoriaux en matière d'aménagement et de gestion du territoire.

Bon nombre de démarches et d'outils de planification et de développement existants prennent en compte le développement durable. Dans ce cas, les auteurs ont retenu le schéma d'aménagement[3] des 30 MRC comme outil de référence et ont utilisé une recherche par mot clé sur la base de leur occurrence pour dégager les enjeux de développement durable. Les résultats de cette recherche ont permis de détailler les enjeux de développement durable illustrés dans le tableau qui suit.

[3] Comme le notent les auteurs de l'étude S2-4, considérant les différences pouvant exister entre les divers schémas d'aménagement, une validation des enjeux de développement durable relevés dans les schémas s'imposerait dans le cadre d'un projet pilote employant cette approche.

Tableau 2.2 : Enjeux territoriaux de développement durable sur le territoire à l'étude

Dimensions du DD	Enjeux territoriaux
Social	• Perte du patrimoine historique et culturer • Perte des paysages bâtis et naturels • Perte des sites archéologiques • Pérennité des sites d'intérêt patrimoniaux et paysagers • Environnement/santé/qualité de vie
Cohabitation des usages	• Cohabitation des usages en territoire agricole • Cohabitation des usages en territoire forestier • Cohabitation des usages avec les sites patrimoniaux et paysagers • Cohabitation des usages avec les milieux naturels • Cohabitation des usages avec les milieux humides • Perte d'homogénéité du territoire agricole • Perte d'homogénéité du territoire forestier • Apport économique de l'activité agricole • Polyvalence de la forêt (facteurs socioéconomiques)
Environnemental	• Perte des milieux naturels • Perte des milieux humides • Perte de la biodiversité • Pérennité des milieux naturels et humides • Mentions de protection intégrale des milieux naturels et humides
Agricole	• Perte des terres et des activités agricoles • Pérennité de l'agriculture
Forestier	• Perte du territoire forestier • Perte des érablières • Perte des caractéristiques biophysiques de la forêt (et sa biodiversité) • Pérennité de la forêt

Source : Tableau tiré et adapté de l'étude S2-4, page 34

L'identification des aires de sensibilité

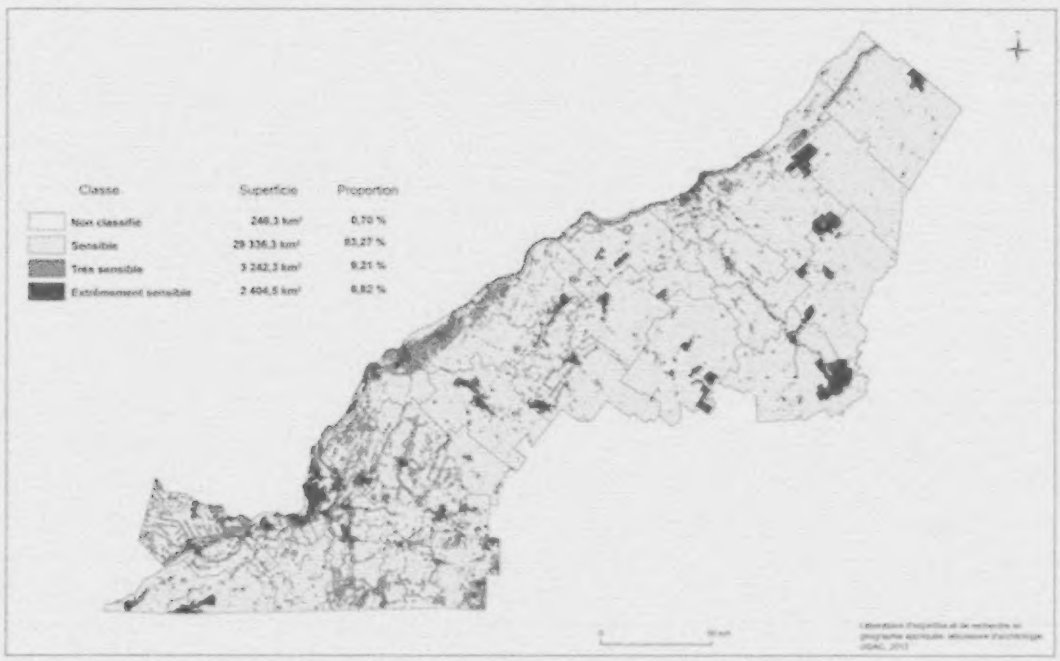
L'intérêt de la définition d'une aire de sensibilité selon les auteurs (étude S2-4) réside dans la représentation d'une portion de territoire où il y a des usages territoriaux simultanés, valorisés par les acteurs, mais où tout ajout ou toute perturbation entraîne une modification, c'est-à-dire une pression supplémentaire sur le territoire avec des conséquences sur l'aire en question ou sur les aires voisines.

La délimitation des trois classes d'aires de sensibilité (sensible, très sensible et extrêmement sensible) repose sur la prise en compte du niveau de protection légale du territoire (élevé, moyen, faible)[4].

Selon la carte des aires de sensibilité (voir la figure 2.3), 83 % du territoire à l'étude, soit 29 336 km^2, est classé dans la catégorie « sensible » et 9 %, soit 3 242 km^2, est classé dans la catégorie « très sensible ». La catégorie « extrêmement sensible » occupe 7 % du territoire, soit 2 404 km^2 et se situe principalement en bordure du corridor de la rive sud du fleuve Saint-Laurent.

Plusieurs espaces dont la sensibilité est extrême sont facilement repérables dans le centre et le nord de la région à l'étude, là où les espaces forestiers dominent. À certains endroits, il est possible d'observer un réseau linéaire d'aires très sensibles.

Figure 2.3 : Aires de sensibilité du territoire à l'étude



Source : Étude S2-4, page 168

[4] Information tirée de l'étude S2-4 : La délimitation des aires de sensibilité repose sur la prise en compte du niveau de protection légale du territoire et les auteurs la déclinent en trois niveaux :
Niveau élevé : protection intégrale : toute activité liée à l'exploration où l'exploitation minière sont interdites;
Niveau moyen : l'exploration ou l'exploitation minière permises sous certaines conditions et requièrent une autorisation des instances gouvernementales;
Niveau faible : comprend des composantes où l'exploration ou l'exploitation minière sont permises tout en respectant les règlements notamment municipaux.

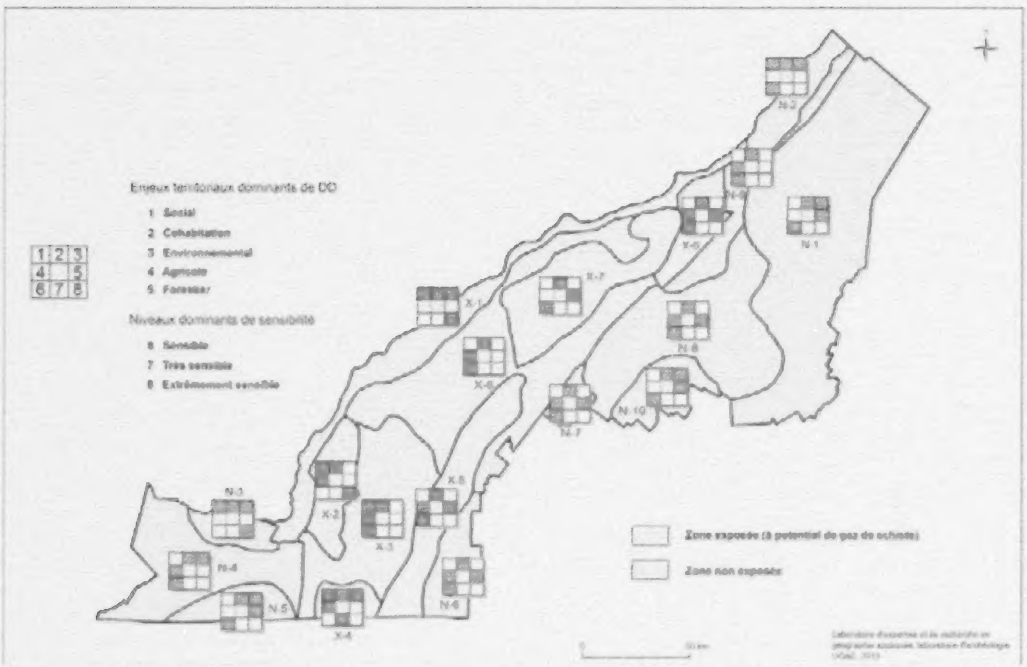
La vulnérabilité du territoire

La notion de vulnérabilité du territoire, comme le souligne les auteurs (étude S2-4), constitue une « notion multifactorielle, diffuse et moins tangible que la sensibilité ». Cette notion permet de regrouper toutes les MRC dans un seul tout et de les délimiter sous forme de zones en fonction de la détermination des aires géologiques à potentiel de gaz de schiste, de l'utilisation du sol, de la répartition des aires de sensibilité du territoire et de la présence de divers enjeux de développement durable.

La carte de la vulnérabilité territoriale des régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches (voir la figure 2.4) présente 18 zones, dont 8 sont plus particulièrement exposées au potentiel d'exploitation du gaz de schiste (46 % du territoire).

Cette recherche établit que les zones les plus vulnérables longent le fleuve Saint-Laurent. Ces dernières comportent davantage d'enjeux sociaux, environnementaux et de cohabitation des usages et elles sont sujettes à des niveaux élevés de sensibilité, alors que l'arrière-pays est plus agricole.

Figure 2.4 : Vulnérabilité territoriale des régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches



Source : Étude S2-4, p. 169

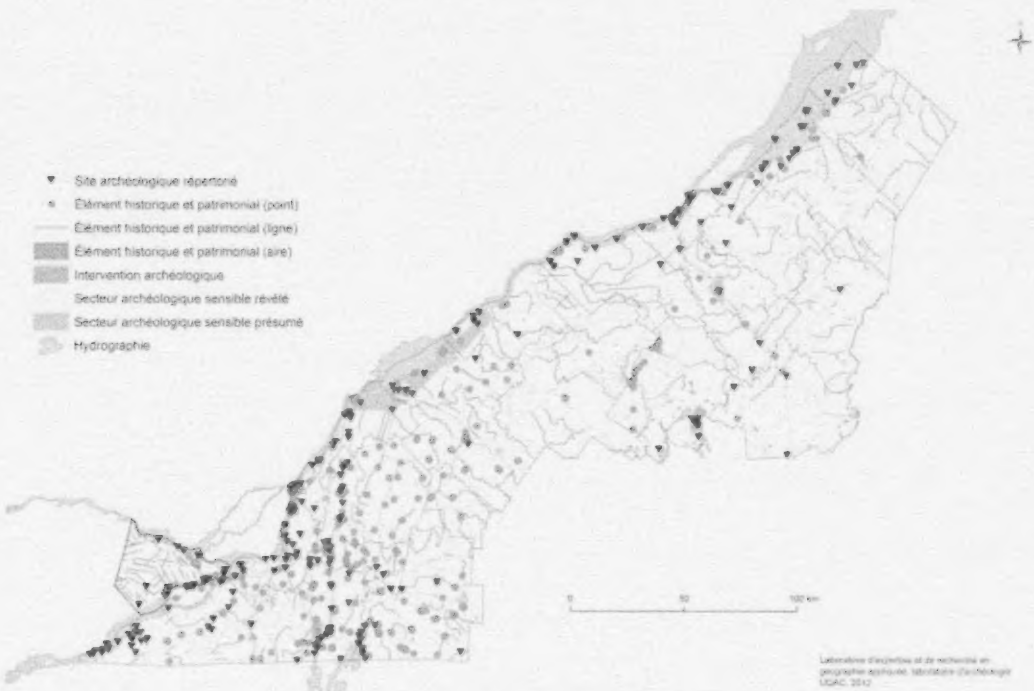
Évaluation archéologique et patrimoniale des régions québécoises

Compte tenu de la nature de l'industrie du gaz de schiste, il s'avère aussi nécessaire de considérer l'archéologie et le patrimoine.

L'exercice d'évaluation archéologique réalisé dans le cadre de l'étude S2-4 constitue une référence pour les différents acteurs concernés par un éventuel déploiement de la filière du gaz de schiste sur le territoire. En effet, la réalisation de travaux de cette ampleur remonte aux années 1970.

Plus particulièrement, cette évaluation dresse un portrait d'ensemble des connaissances territoriales archéologiques et patrimoniales concernant les régions administratives de la Chaudière-Appalaches, du Centre-du-Québec et de la Montérégie ainsi que les agglomérations de Lévis et de Longueuil (voir la figure 2.5). Elle comprend aussi une synthèse par MRC qui fait état des éléments d'intérêt historique et patrimonial et qui relève les secteurs de sensibilité ainsi que les revendications territoriales des Premières Nations.

Figure 2.5 : Portrait archéologique des régions à l'étude



Source : Étude S2-4, page 147

L'intérêt de cette évaluation réside dans le fait qu'elle constitue un document de référence des impacts potentiels immédiats advenant le développement d'un projet de gaz de schiste ou de tout autre projet où il y aurait un intérêt à considérer l'archéologie.

Des outils semblables existent ailleurs. Par exemple, suite à l'adoption de la Loi sur les ressources historiques en Alberta, l'Energy Resources Conservation Board (maintenant l'Alberta Energy Regulator) demande dans certains cas de joindre à la demande de permis les résultats d'une inspection professionnelle sur le potentiel archéologique,

paléontologique ou historique du site ciblé. Un guide sur la réalisation d'une étude d'impact des ressources historiques et une carte indiquant les régions ayant un potentiel archéologique sont disponibles. De plus, l'Alberta Energy Regulator indique que si une ressource historique est découverte lors d'une activité industrielle quelconque, les autorités doivent en être avisées immédiatement et des mesures doivent être prises afin de préserver l'intégrité du site jusqu'à ce que l'importance de la ressource historique soit adéquatement évaluée.

Constats

- L'identification des aires de sensibilité et des zones de vulnérabilité ainsi que l'évaluation archéologique et patrimoniale constituent une nouvelle approche orientée vers la gestion de risques qui permet une meilleure connaissance du territoire préalablement à tout projet d'exploration ou d'exploitation de l'industrie du gaz de schiste.
- Au regard des principes de développement durable, et à des fins d'évaluation stratégique et environnementale, de consultation des populations concernées, d'encadrement par le gouvernement des activités de l'industrie gazière et de planification territoriale par les municipalités et les MRC, tout projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste devrait prendre en compte les aires de sensibilité, les zones de vulnérabilité territoriale ainsi que l'évaluation archéologique et patrimoniale.
- La réalisation d'un projet pilote avec cette approche serait à étudier.

2.2 La localisation des puits et les milieux récepteurs

De manière à améliorer sa connaissance du territoire, le Comité a jugé important d'étudier de plus près les milieux récepteurs où l'on retrouve aujourd'hui des puits de gaz de schiste et leur insertion dans le milieu (étude S2-1b).

Au total, 28 puits[5] ont été forés dans la région à l'étude entre 2006 et 2010, dont 18 puits fracturés. L'analyse des milieux récepteurs révèle que ces puits se situent dans trois types de milieu : agricole, forestier et industriel (voir le tableau 2.3).

[5] Sur la carte des puits du shale d'Utica du site Web du MRN, on dénombre 29 puits, dont 1 n'a pas été complété (Junex, à Villeroy en 2110, puits A 280).

Tableau 2.3 : Type de milieu et usages à proximité

No du puits	Compagnie	Année	Type de milieu	Usages à proximité
A250	Junex	2006	Industriel	Industriel
A252	Talisman Energy	2006	Forestier	Sylviculture, Agricole
A253	Gastem et al.	2007	Agricole	Agricole
A254	Gastem	2007	Agricole	Résidentiel, Agricole, Industriel
A257	Junex	2008	Industriel	Industriel, Agricole
A258	Junex	2008	Agricole	Agricole
A259	Talisman Energy	2009	Agricole	Agricole
A260	Canadian Forest Oil	2008	Agricole	Agricole
A261	Talisman Energy	2008	Agricole	Agricole
A263	Questerre et al.	2008	Agricole	Agricole, Industriel
A265	Canadian Forest Oil	2008	Agricole	Agricole
A266	Talisman Energy	2009	Forestier	Sylviculture
A267	Talisman Energy	2009	Forestier	Sylviculture
A270	Junex	2009	Industriel	Industriel, Agricole
A269	Junex	2009	Agricole	Agricole
A271	Canbriam	2009	Industriel	Industriel, Agricole
A273	Canbriam	2009	Agricole	Agricole
A274	Canbriam	2009	Agricole	Agricole
A275	Talisman Energy	2009	Forestier	Sylviculture
A277	Talisman Energy	2010	Forestier	Sylviculture
A276	Talisman Energy	2010	Forestier	Sylviculture
A278	Junex	2010	Industriel	Résidentiel, Agricole, Industriel
A279	Talisman Energy	2010	Agricole	Agricole, Sylviculture
A281	Canbriam Energy	2010	Agricole	Agricole
A282	Canbriam Energy	2010	Agricole	Agricole
A286	Canadian Forest Oil	2010	Agricole	Agricole
A283	Talisman Energy	2010	Agricole	Agricole
A284	Canbriam Energy	2010	Agricole	Agricole
A280	Junex	2010	Forestier	Sylviculture, Agricole

Source : Étude S2-1b, page 14

Le milieu agricole

Le milieu agricole accueille le plus grand nombre de puits de gaz de schiste avec 17 des 28 puits (environ 60 %). Tout à proximité des rangs, les puits implantés dans ce milieu se retrouvent parfois près des résidences et des bâtiments de ferme tout en étant éloignés du « noyau villageois ». Il faut aussi souligner que certains puits gaziers sont situés assez près de résidences, ce qui peut générer des problèmes de voisinage ou les accentuer.

Cependant, aucun puits ne se trouve à moins de 100 m d'une habitation, comme le prévoit l'article 22 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS).

La distance entre un forage et un chemin public est d'au moins 100 m, comme le stipule le RPGNRS. Cette règle ne s'applique pas aux chemins agricoles privés.

En général, les forages sont plus éloignés des installations de captage des eaux souterraines que l'exige le RPGNRS.

Le milieu forestier

Le milieu forestier constitue le deuxième milieu en importance où il y a le plus de sites de forage. On retrouve 7 des 28 puits (25 %) en milieu forestier, plus particulièrement sylvicole. Les milieux forestiers retenus pour implanter des sites de forage sont habituellement très éloignés de résidences et du cœur des villages. Dans ce cas, les problèmes de voisinage semblent beaucoup moindres que dans le cas d'une localisation dans le milieu agricole.

Pour se déplacer jusqu'à ces sites de forage, on emprunte habituellement des chemins forestiers. Il arrive aussi qu'en l'absence de chemin jusqu'au site, l'industrie aménage une voie de circulation pour les camions entre le site et le chemin public. Ce type d'aménagement fait l'objet d'ententes de gré à gré avec le propriétaire foncier.

Le milieu industriel

La localisation des cinq sites de forage situés en milieux industriels procure un avantage du point de vue de la proximité avec les sites de prélèvement d'eau. Les chemins d'accès sont habituellement assez courts. Cependant, la règle de la distance minimale de 100 m entre le forage et un chemin publique doit être respectée.

Pour la localisation dans un parc industriel, l'accès est généralement assuré par des routes publiques déjà existantes, tandis que lors de l'implantation de puits dans des carrières et sablières, les chemins d'accès sont habituellement plus longs. Dans ce cas, les sites de forage semblent être à proximité du noyau des villes et des villages et à moyenne distance d'un bâtiment résidentiel. Cette proximité avec des centres urbains relativement populeux a le potentiel d'exacerber les conflits d'usage et de générer une imposante mobilisation citoyenne dans le cas de frictions avec les résidents (étude S2-1b).

Constats

- Le potentiel gazier constitue le premier et le principal facteur de localisation des puits.
- D'autres facteurs influencent la localisation des sites de forage privilégiée par les compagnies, en particulier :
  - l'environnement immédiat du site;
  - les usages à proximité;
  - la distance entre le site de forage et la municipalité la plus proche;
  - la distance entre le site de forage et la résidence la plus proche;
  - la distance entre le site de forage et le site de prélèvement d'eau le plus proche;
  - le type de prise d'eau ainsi que la longueur du chemin d'accès.
- Il serait opportun de pousser plus loin l'acquisition de connaissances concernant la localisation des sites de forage, notamment :
  - l'établissement de critères de localisation pour l'industrie du gaz de schiste dans le cadre des schémas d'aménagement des MRC;
  - l'établissement d'un guide de bonnes pratiques pour la localisation de ce type d'industrie.

2.3 Informations en matière de procédés de forage, de fracturation hydraulique et de fermeture de puits

L'industrie du gaz de schiste effectue diverses activités spécialisées dans le cadre de ses projets. Ces activités sont décrites dans plusieurs études mandatées par le Comité à titre d'informations contextuelles. Pour approfondir ses connaissances sur les aspects normatifs de ces activités, le Comité a demandé une étude sur ce sujet. L'étude E3-1 traite des normes les plus pertinentes ainsi que des règlements d'autres États qui régissent les activités de l'industrie gazière, notamment celle du gaz de schiste.

Les objectifs et principes de base de la construction d'un puits gazier ou pétrolier sont sensiblement les mêmes partout. Le puits doit être construit de manière à protéger les sources d'eau potable, isoler les zones poreuses incompatible, supporter et contrôler les pressions naturelles présentes dans les formations géologiques traversées ainsi que celles générées lors des différentes opérations (forage, cimentation, fracturation, production, stimulation, entretien, fermeture) et, finalement, permettre l'injection et le soutirage de fluide dans les formations visées, et ce pour toute la durée de vie de l'ouvrage (étude E3-1). La construction de puits est également encadrée par des normes reconnues telles que celles de l'American Petroleum Institute (API), de l'International Standards Organization (ISO), de l'Association canadienne de normalisation (CSA) et de l'International Association of Oil and Gas Producers (OGP). Enfin, la conception et la construction du puits doivent respecter des exigences réglementaires particulières selon le territoire et la nature des travaux.

Encadré : Les levés sismiques

Le Comité de l'ÉES n'a pas demandé la réalisation d'une étude particulière sur les levés sismiques, mais le sujet est traité dans les études R1-1 et R2-1. Les levés sismiques visent à imager les couches géologiques en sous-surface en utilisant des ondes acoustiques générées à partir d'une source quelconque (vibrations). Les contrastes de densité à l'interface entre deux roches de nature différentes induisent des variations de vitesse de propagation et d'impédances acoustiques, de sorte qu'une partie de l'onde acoustique est transmise et l'autre, réfléchie. L'onde transmise se propage jusqu'à la prochaine interface sur laquelle le même phénomène se produit, et ainsi de suite tout au long de la colonne sédimentaire, alors que l'onde réfléchie remonte en surface où elle est enregistrée par des géophones ultra sensibles. Il en résulte la possibilité de cartographier les interfaces et de reconstituer l'architecture géologique.

Les sources d'énergie varient selon le milieu d'accueil. En milieu terrestre, des charges de dynamite ou des camions vibrateurs sont généralement utilisés. Dans le cas de charges de dynamite, elles doivent être placées dans des trous de prospection sismique de 7 à 10 cm de diamètre, entre 6 et 20 m de profondeur. Après la détonation de la charge, ces trous doivent être bien obturés pour qu'ils ne deviennent pas des chemins préférentiels de migration d'un contaminant en surface vers une nappe d'eau. L'organisation Pembina propose une méthode pour l'obturation de tels trous, soit l'installation d'un bouchon de plastique dans la partie inférieure du trou et son remplissage avec des granules de bentonite.

Le choix du site

L'emplacement d'un puits ou d'un site multipuits est généralement sélectionné, d'une part, selon les caractéristiques géologiques en sous-surface pour une production de gaz efficace et, d'autre part, selon les restrictions en surface. Les restrictions en surface sont de plusieurs ordres. Outre les limitations à l'obtention d'un bail avec les propriétaires fonciers, des distances séparatrices entre la portion verticale d'un puits gazier et un plan d'eau, une plaine inondable, une habitation et un puits d'eau résidentiel ou municipale sont prescrites. Ces distances varient généralement de 100 à 150 m, mais peuvent être plus grandes. À titre d'exemple, le Nouveau-Brunswick exige un minimum de 250 m entre un puits gazier et un logement et, dans plusieurs provinces ou autres États, les distances séparatrices à respecter entre les puits gaziers et les prises d'eau publiques sont souvent plus élevées (250 à 609 m).

Le forage

La conception et la construction des équipements de forage ainsi que leur opération, inspection, entretien et réparation sont assujettis à des normes ISO et API[6]. Plusieurs normes spécifiques au système anti-éruption (bloc obturateur) sont aussi en place pour assurer le contrôle sécuritaire lors des opérations de forage[7].

Un puits est constitué de plusieurs coffrages cimentés emboîtés les uns dans les autres. Le premier coffrage, le coffrage conducteur, vise principalement à empêcher les sédiments non consolidés de s'effondrer dans le trou. Le

[6] Specification 4F, *Specification for Drilling and Well Servicing Structures*, et API 16A/ISO 13533, *Petroleum and natural gas industries – Drilling and production equipment – Drill-through equipment*.

[7] Les norms API 16C, *Specification for Choke and Kill Systems*, et API 16D, *Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment*, en sont des exemples.

coffrage conducteur est généralement placé avant l'arrivée de la foreuse et n'est généralement pas cimenté de façon étanche.

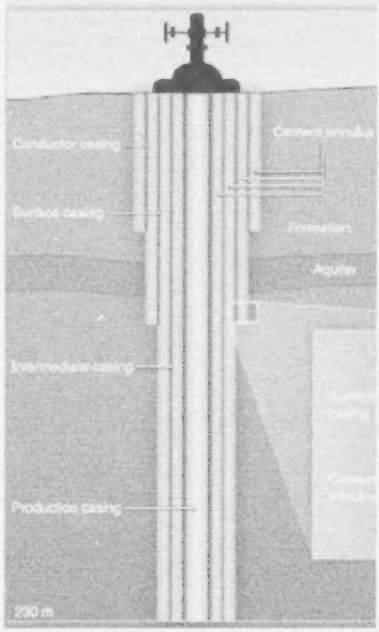
Figure 2.6 : Construction d'un puits

Un puits de production est construit généralement en trois sections :

- Coffrage de surface
- Coffrage de production
- Coffrage conducteur
- Coffrage intermédiaire

Chaque section sera coffrée puis cimentée avant que la section suivante ne soit forée.

Le diamètre et l'épaisseur des coffrages varient selon le type d'acier utilisé et la pression maximale à laquelle ils sont soumis.



Source : Tirée de l'étude E3-3

La réglementation des différents États exige l'utilisation de fluides non toxiques lors du forage du trou de surface puisqu'il traverse les zones contenant les aquifères d'eau douce. Le forage à l'air, à l'eau ou avec des boues de forage à base d'eau douce jusqu'à une profondeur au-delà de l'aquifère d'eau douce le plus profond est généralement prescrit, mais la réglementation peut varier selon les particularités géologiques régionales. Le coffrage de surface cimenté vise à protéger les aquifères non seulement d'une contamination possible par les saumures et hydrocarbures trouvés à de plus grandes profondeurs, mais aussi des boues de forage auxquels des additifs chimiques peuvent être ajoutés pour obtenir les bonnes propriétés physico-chimiques qui permettent de maintenir le contrôle du puits[8]. Le recours à des systèmes de circulation des boues de forage en boucle fermée utilisant des réservoirs hors terre étanches est de plus en plus commun.

Après l'ancrage du bloc obturateur sur le coffrage de surface, le forage du trou intermédiaire peut débuter. Conformément au plan élaboré par la compagnie et approuvé par les autorités dans le cadre de la délivrance du permis de forage, le trou intermédiaire peut être soit uniquement vertical, vertical et dévié, soit vertical, dévié et horizontal. Selon les particularités géologiques, plus d'un coffrage intermédiaire peut être exigé. Différents types de tubage de production (*liner)* existent selon de la technique de complétion choisie pour la section horizontale.

[8] Les propriétés des fluides de forage sont encadrées par les normes ISO 10414-1, *Field testing of drilling fluids – Part 1: Water-based fluids,* ISO 10414-2, *Field testing of drilling fluids – Part 2: Oil-based fluids,* et ISO 10416, *Petroleum and natural gas industries – Drilling fluids – Laboratory testing.*

Les coffrages

Des exigences en matière de composition de l'acier et de la résistance aux pressions sont énoncées dans les normes de l'API[9]. Les coffrages sont choisis en fonction de leur résistance aux charges d'éclatement, d'écrasement et axiales et certains États ont des règlements prescriptifs sur le sujet. Le calcul de la résistance doit également prendre en compte les techniques de complétion anticipées, l'usure, la corrosion, la température, et la présence de gaz acides sur toute la durée de vie de l'ouvrage. Finalement, l'utilisation du coffrage et des tubulures est encadrée par la norme ISO 10405, *Care and use of casing and tubing*. Avant leur installation, les coffrages doivent être inspectés. Plusieurs États interdisent les joints soudés et exigent des raccords filetés qui doivent faire l'objet d'une inspection visuelle et être testés sous pression pour vérifier l'intégrité des joints. Les pressions à appliquer, la durée et le critère de réussite des tests varient d'un État à l'autre. La norme ISO 13679 encadre les essais sur les coffrages et les raccords, alors que la norme ISO 15463 spécifie la marche à suivre pour inspecter les coffrages.

La cimentation

La cimentation[10] des coffrages est une étape critique du processus de construction d'un puits. Une bonne cimentation dépendra de plusieurs facteurs, dont la qualité du trou foré et de son nettoyage et l'évacuation des résidus. Un nettoyage supplémentaire peut être réalisé à l'aide de grattoirs installés sur le coffrage. Des centralisateurs sont également exigés pour permettre une circulation et un placement uniforme du ciment dans l'espace annulaire. Certains États prescrivent l'espacement minimal entre chaque centralisateur[11]. Le ciment doit lui aussi respecter certaines normes[12]. Certains États encadrent l'ajout d'additifs au ciment (p. ex., des additifs d'expansion ou de blocage de la migration de gaz [latex ou microgels polymériques]). La recette de coulis de ciment peut être testée en laboratoire avec l'eau qui sera utilisée sur le chantier. Ces essais[13] en laboratoire permettent d'établir le temps de prise et la résistance du ciment.

Une modélisation de l'écoulement du ciment peut être réalisée au préalable afin de déterminer les taux de pompage et la pression pour une mise en place uniforme du ciment. Les essais de performance sur les équipements de cimentation sont également encadrés (norme ISO 10427). Le volume de coulis de ciment doit être calculé afin de bien remplir l'espace annulaire et d'atteindre la hauteur de ciment prévue; la cimentation sur toute la longueur du coffrage n'est pas toujours prescrite par réglementation. Dans ces cas, un excès de ciment allant de 20 à 50 % de celui obtenu par calcul est demandé. Les États qui exigent la cimentation sur toute la longueur du coffrage requièrent qu'un retour de ciment en surface soit observé. Une diagraphie est exigée dans le cas contraire afin de déterminer la position du ciment et d'apporter un correctif si nécessaire avant de poursuivre les travaux.

La période de mûrissement du ciment est souvent prescrite par réglementation, mais elle varie d'un État à l'autre. Dans tous les cas, les coffrages doivent rester immobiles durant cette période. Pour vérifier l'étanchéité du puits et

[9] Notamment la norme API 5CT, *Specification for Casing and Tubing*, ou la norme ISO 11960, *Steel pipes for use as casing or tubing for wells*.
[10] La norme de l'API 65–Part 2, *Isolating Potential Flow Zones During Well Construction* (2010), contient plusieurs exigences concernant la cimentation, dont la préparation du trou.
[11] Des recommandations sont formulées par l'API à ce sujet dans le document *Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines* et la norme 65, Isolating Potential Flow Zones During Well Construction.
[12] Norme ASTM International C 150, Type I, II or III, ISO 10426-1 ou API Specification 10.
[13] La série de normes ISO 10426 (API Spec 10) encadre la réalisation des essais sur le ciment.

la résistance à la fracturation de la roche au sabot du coffrage, certains États exigent un essai[14] de pression sur la formation rocheuse qui indique la pression à ne pas dépasser lors de la suite des travaux de forage.

La fracturation hydraulique

La stimulation d'une roche réservoir par la technique de la fracturation hydraulique est pratiquée depuis plus de 60 ans. Toutefois, dans le cas du schiste, les volumes de fluides et la quantité de sable injectés sont plus importants pour chaque intervalle stimulé, d'autant plus que plusieurs intervalles sont stimulés dans chaque puits horizontal. De plus, les pressions nécessaires pour amorcer la fracturation du schiste sont généralement plus importantes que celles nécessaires pour la fracturation d'un réservoir conventionnel. Certains États, comme l'Alberta, la Pennsylvanie et le Royaume-Uni, ont adapté leur réglementation à la lumière de ces nouvelles activités et en réponse à certaines préoccupations de la population. Selon les États, les changements principaux peuvent inclure des exigences concernant :

- La divulgation de la composition du fluide de fracturation;
- Les mesures de confinement secondaire pour les eaux usées et autres produits;
- La déclaration obligatoire d'un déversement ou d'une fuite au-dessus d'un certain volume;
- Les études d'analyse de risque de communication non désirée entre puits (actifs ou non actifs) pour minimiser le risque d'éruption sur les autres puits;
- Un minimum de deux barrières hydrauliques (souvent des coffrages et ciment) et des tests préalables de l'intégrité de ces barrières;
- Les distances séparatrices verticales entre la zone à fracturer et la profondeur d'un puits d'eau potable au sein d'un certain rayon ou l'interdiction de procéder à la fracturation hydraulique à de faibles profondeurs;
- Une étude préalable de la propagation des fissures;
- L'obligation d'aviser les opérateurs des puits gaziers ou pétroliers adjacents avant de commencer les opérations de fracturation hydraulique, le cas échéant;
- L'installation d'une soupape de sûreté et d'une conduite de déviation pour détourner le fluide vers un réservoir fermé en cas de défaillance de système de fracturation hydraulique;
- La pose, au-dessus de la zone faisant l'objet des travaux d'injection, d'un tube de production, par lequel le fluide doit être injecté, et d'un bouchon;
- La surveillance constante des pressions des espaces annulaires et des fluides injectés durant les travaux ainsi que dans les puits adjacents ayant été établis comme étant à risque, ce qui peut demander l'arrêt temporaire de la production de gaz;
- La mesure des volumes de fluides injectés et récupérés;
- La présentation d'un rapport sur le déroulement des activités de fracturation dans un délai généralement de 30 jours suivant les travaux.

De plus, le Royaume-Uni et l'Australie-Occidentale exigent un suivi de l'eau potable avoisinante, soit l'échantillonnage et l'analyse des eaux souterraines peu profondes et de surface et la comparaison des résultats avec ceux obtenus avant les travaux.

[14] Cette procédure est détaillée dans la norme API 65–Part 2, *Isolating Potential Flow Zones During Well Construction*, et dans la norme NORSOK D-010.

Les équipements de production

La pose d'une tête de puits[15] ou d'autres équipements pour garder le puits en contrôle est exigée. Ces équipements doivent permettre la mesure des pressions des coffrages et du tube de production, l'échantillonnage des fluides produits ainsi que la mesure du débit de production. Un système de détection et de contrôle des fuites doit être en place. Toute fuite ou tout bris doivent être signalés aux autorités et réparés dans des délais très courts s'il y a risque pour la sécurité. De plus, des tests à l'évent du coffrage de surface doivent être réalisés par les méthodes approuvées et les autorités doivent être avisées si le test est positif. Il en est de même si une migration de gaz est observée. En Alberta, si les conditions à l'évent dépassent les seuils prédéterminés par la réglementation, des travaux correctifs doivent être entamés dans un délai de 30 jours.

Les sites doivent être sécuritaires en tout temps et bien identifiés au moyen de panneaux de signalisation visibles.

La fermeture de puits

L'objectif principal d'une fermeture de puits est d'assurer l'étanchéité du puits à perpétuité. Bien que peu d'information soit disponible sur la durée de vie des coffrages et du ciment, l'absence de circulation de fluides acides et d'oxygène dans le roc, comme c'est le cas de la couverture du roc sédimentaire au Québec, permet de croire que la pérennité des puits fermés selon les meilleures pratiques est capable de passer l'épreuve du temps.

Généralement, un programme de fermeture doit être soumis à l'organisme de réglementation avant d'entreprendre les travaux. Ces travaux débutent généralement par la vérification préalable de l'usure des coffrages et de l'étanchéité du puits, soit avec des diagraphies, soit par des essais de pression. Des travaux correctifs des coffrages ou du ciment peuvent être nécessaires avant de poursuivre les opérations de fermeture.

Puisque les puits gaziers et pétroliers ont chacun des particularités, certains États exigent l'atteinte d'objectifs précis. Généralement, la fermeture du puits consiste initialement à sceller la zone productrice avec soit un bouchon de ciment placé en travers de la zone ou juste au-dessus dans le cas d'un puits horizontal, soit une combinaison d'un bouchon mécanique au-dessus duquel est placé un bouchon de ciment. Une attention particulière est portée aux sabots des coffrages où des bouchons de ciment doivent également être installés. La longueur des bouchons de ciment varie d'un État à l'autre et selon le positionnement du bouchon dans le puits et l'utilisation ou non de bouchons mécaniques. L'Alberta exige du ciment API de classe G ou du ciment de gypse à base de résine et à faible perméabilité, alors que les portions de coffrages non cimentés doivent être remplies d'un fluide inhibiteur de corrosion ou d'eau non salée. La position des bouchons doit être confirmée et des tests de pression réalisés sur chaque bouchon pour vérifier leur étanchéité et leur résistance aux pressions. Les détails de ces tests sont indiqués dans les différentes réglementations.

Une fois les travaux dans le puits terminés, le coffrage de surface est coupé sous le sol et une plaque d'acier doit être soudée sur le coffrage. En Alberta, par mesure de précaution, cette plaque doit avoir la capacité d'être ventilée pour minimiser l'impact d'une accumulation de gaz sous la plaque en cas de défaillances. Une telle migration de gaz dans le sol est généralement détectée par l'observation d'une végétation perturbée autour du puits.

[15] La norme API 6A précise les exigences auxquelles doivent satisfaire les têtes de puits et « arbres de Noël ».

2.4 État des puits d'hydrocarbures des basses-terres du Saint-Laurent

Au moment de la tenue des audiences publiques du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste à l'automne 2010, peu d'information était disponible sur l'état des 28 puits de gaz de schiste, bien que des fuites de méthane étaient documentées dans certains cas. L'état actuel des puits et leur devenir à long terme ont été soulevés à titre de préoccupation importante par le BAPE et les citoyens.

Pour en apprendre davantage sur l'état de l'ensemble des puits qui ont été forés dans les basses-terres du Saint-Laurent, le Comité de l'ÉES a commandé une étude pour permettre d'établir un diagnostic sur la pérennité des travaux de fermeture réalisés sur ces puits (étude E3-3). Les objectifs poursuivis par cette étude sont de se prononcer sur l'état général des anciens puits dans les basses-terres du Saint-Laurent, d'évaluer la permanence des mesures d'obturation, de recenser les problématiques rencontrées et les principales tendances, de déterminer les leçons apprises par les entreprises au cours des 20 dernières années, de recommander les meilleures pratiques de fermeture de puits et, finalement, de recommander des améliorations au RPGNRS. Au moment de la rédaction de son rapport synthèse, le Comité n'avait obtenu qu'un rapport préliminaire de l'étude E3-3 dans lequel un certain nombre d'information manquait. Néanmoins, des renseignements utiles ont pu être prélevés de l'étude.

Puits historiques

Au cours du dernier siècle, les activités de recherche de pétrole et de gaz dans les basses-terres du Saint-Laurent ont donné lieu au forage d'un total de 677 puits. Deux types de puits sont recensés dans la base de données du système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) du Ministère des Ressources naturelles (MRN) : les forages ciblant les roches réservoirs dans le roc sous les dépôts meubles (puits A) et les forages ciblant du gaz naturel dans les dépôts meubles à de faibles profondeurs (puits B). Environ 40 % des puits forés, soit 280, sont du type A; 155 se trouvent dans le corridor 1, 85 dans le corridor 2 et 40 dans le corridor 3 (étude E3-3) de la région à l'étude. La période la plus active en ce qui a trait aux forages exploratoires a été de 1955 à 1960, avec un total de 60 puits forés, majoritairement dans le corridor 1. La deuxième période la plus active a été de 2005 à 2010, avec un total de 34 puits forés, dont 29 ciblaient ou évaluaient le shale d'Utica. Lors de cette dernière phase d'activités dans les basses-terres du Saint-Laurent, 70 % des puits ont été forés dans le corridor 2. Il n'y a pas eu d'activités de forage ou de complétion de puits dans les basses-terres du Saint-Laurent depuis la fin de 2010.

Du fait du grand nombre de puits à recenser, un sous-échantillon des puits a été sélectionné pour l'étude E3-3, soit les 85 puits dans le corridor 2. Selon l'information disponible sur ces puits, cinq périodes distinctes ont été définies dans l'étude :

1) de 1873 à 1950 (21 puits, dont 5 ont des profondeurs supérieures à 1 000 m);

2) de 1950 à 1960 (16 puits, dont 7 ont des profondeurs supérieures à 1 000 m);

3) de 1960 à 1970 (4 puits ayant tous moins de 1 500 m de profondeur);

4) de 1970 à 2006 (22 puits de 1 000 à 4 000 m de profondeur);

5) depuis 2006 (22 puits de gaz de schiste verticaux et horizontaux).

La construction des puits et les matériaux utilisés ont été comparés aux règlements présentement en vigueur au Québec et aux normes de l'API. Toutefois, les informations détaillées n'étaient pas toujours disponibles pour tous les puits. Il y a très peu d'information dans les rapports datant d'avant 1950, un peu plus pour ceux datant de la

période de 1950 à 1960, alors qu'une information plus complète est généralement disponible pour les puits forés depuis 1960.

Puits historiques :

- Au total, 63 puits ont été forés dans le corridor 2 entre 1873 et 2006, pour lesquels des informations partielles ont été examinées.
- Les coffrages utilisés au Québec dans le corridor 2 sont conformes aux recommandations de l'API (information disponible pour 22 puits).
- Le nombre de coffrages installés par puits varie de 1 à 8, mais la majorité des puits sont construits avec 2 ou 3 coffrages (information disponible pour 47 puits).
- La profondeur des coffrages de surface respecte les normes de l'API pour la protection des aquifères d'eau potable, mais elle ne respecte pas toujours le RPGNRS en vigueur depuis 2010 qui demande une profondeur équivalente à 10 % de la profondeur totale du puits (information disponible pour 25 puits). Une recherche plus détaillée par le BCÉS révèle que pour certains puits deux coffrages ont été emboîtés l'un dans l'autre à de faibles profondeurs (< 300 m), accomplissant ainsi la fonction équivalente d'un coffrage de surface, soit la protection des nappes d'eau et l'ancrage au bloc obturateur.
- Le grade du matériau entrant dans la fabrication des coffrages est conforme aux recommandations de l'API (information partielle disponible pour 22 puits).
- Le type de ciment utilisé pour la cimentation des coffrages après 1970 satisfait aux normes de l'API (information disponible pour 17 puits). Ce n'est pas le cas pour les 4 puits construits entre 1960 et 1970.
- La mise en place de coffrages libres était fréquente avant 1970 dans le but de les retirer avant la fermeture du puits. Selon Watson et Bachu (2009), les puits sans coffrage de production correctement fermés avec des bouchons de ciment seraient statistiquement moins propices à éprouver des problèmes d'étanchéité à long terme.

Certains des puits forés ont été complétés pour en évaluer le potentiel de production. Toutefois, aucun puits dans le corridor 2 n'a été mis en production faute d'un volume d'hydrocarbures suffisant pour en assurer la rentabilité commerciale. Les méthodes de complétion variaient selon l'objectif et l'époque. Ainsi, avant les années 1960, deux puits ont été fracturés par dynamitage, alors qu'entre 1960 et 2006, 8 puits ont reçu un traitement à l'acide chlorhydrique et 15 puits ont été stimulés par fracturation hydraulique.

La fermeture des puits doit être bien réalisée pour assurer la pérennité des structures et prévenir, de façon permanente, l'écoulement des fluides d'une zone à une autre. Deux types de configuration de puits sont considérés et s'inspirent des travaux de Watson et Bachu (2009) : 1) un trou avec uniquement un coffrage de surface; 2) un puits avec coffrages cimentés.

Généralement, dans le cas de puits non coffrés ou partiellement coffrés, des bouchons de ciment de longueurs variables doivent isoler toutes les zones poreuses permettant l'écoulement d'un fluide. Dans le cas des puits avec coffrages cimentés, les zones perforées dans le coffrage de production doivent être cimentées et recouvertes par un bouchon de ciment ou par une combinaison d'un bouchon mécanique et d'un bouchon de ciment. Le RPGNRS en spécifie la longueur et l'emplacement. Dans le cas de puits horizontaux, les exigences des pays étrangers varient quelque peu. Aucune disposition spéciale n'est prévue au RPGNRS actuel pour des puits horizontaux au Québec.

Fermeture des puits :

- Il existe 60 puits abandonnés (fermés) dans le corridor 2.
- De l'information concernant le type de bouchon utilisé est disponible pour 38 de ces puits.
- Des bouchons de bois ont été utilisés dans 7 puits abandonnés avant 1970.
- Des bouchons de ciment ont été utilisés dans 25 puits, dont 4 puits avant les années 1950, 10 puits entre 1950 et 1970 et 11 puits depuis 1970. L'usage additionnel de bouchons mécaniques est observé pour 1 puits datant des années 1950 et 5 puits datant d'après 1970.
- Le nombre de bouchons installés dans les puits varie selon leur configuration; on a noté jusqu'à 7 bouchons de ciment dans certains puits.
- Lorsque l'information est disponible, l'emplacement et la longueur des bouchons de ciment dans les puits respectent le RPGNRS.

Dans le but d'établir un lien avec l'analyse documentaire, neuf puits du corridor 2 ont fait l'objet de visites de terrain, une opération difficile à réaliser compte tenue de l'âge de certains puits, de l'information déficiente ou de refus du propriétaire foncier de permettre l'accès au site. Les renseignements préliminaires reçus par le Comité portent à croire qu'aucun impact négatif n'a été relevé lors de ces visites.

Puits de gaz de schiste

Des informations sont disponibles pour 21 des 22 puits de gaz de schiste présents dans le corridor 2. Selon ces données, ces puits respectent les normes de l'API relativement à la sélection des coffrages, au placement des coffrages, au type de ciment utilisé et à la hauteur du ciment placé. Toutefois, trois puits seraient non conformes au RPGNRS en vigueur depuis 2010 en ce qui concerne la profondeur du coffrage de surface.

Même si les puits de gaz de schiste au Québec ont été construits avec des matériaux qui respectent les normes de l'API, l'obtention d'un puits étanche n'est pas pour autant garantie (voir les sections 2.3 et 8.2). En effet, des fuites diverses ont été rapportées lors des audiences du BAPE pour 18 des 28 puits. Les types de fuites dont il est question sont soit une émanation à l'évent du coffrage de surface (EETS) indiquant la présence d'une défectuosité dans l'étanchéité du puits entre le coffrage de surface et le coffrage intermédiaire, soit une migration de gaz (MG) généralement observée en surface à l'extérieur du coffrage de surface, soit une fuite fugitive sur les joints boulonnés de la tête de puits. Le Comité a demandé de dresser un nouvel inventaire de l'état des fuites observées sur les puits de gaz de schiste (étude E3-2) afin de permettre une mise à jour du tableau du document DQ35.1 du BAPE sur le gaz de schiste[16]. Peu d'informations avaient été reçues au moment de la rédaction du rapport synthèse du Comité et une version actualisée du tableau n'a pas pu être réalisée.

[16] www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DQ35.1.pdf

Encadré : Fuites de gaz

Les émanations à l'évent du tubage de surface (EETS) et la migration de gaz (MG) sont des phénomènes connus et documentés. Par exemple, une EETS et une MG ont été détectées sur 3,9 % et 0,6 % respectivement des 316 439 puits forés en Alberta jusqu'en 2004, alors que dans une région géographique spécifique dans le nord-est de la province, ces pourcentages étaient plus importants, à 9,2 % et 5,7 % respectivement (Watson et Bachu, 2009). Depuis 1995, la réglementation albertaine demande que les puits soient vérifiés pour détecter la présence d'une EETS dans les 60 jours après le retrait des installations de forage et avant la fermeture définitive d'un puits. De plus, une vérification de la présence de la migration de gaz est exigée quand le puits se situe dans certaines régions géographiques définies par le règlement albertain.

La réglementation des provinces de l'Ouest canadien prévoit des seuils de débits et de pression à l'évent à ne pas dépasser. Lorsqu'il y a un dépassement de ces seuils, une EETS est catégorisée comme sérieuse et doit être rectifiée. Les autorités doivent alors en être avisées et des travaux correctifs doivent être entamés dans les délais prescrits dans la réglementation. Les EETS non sérieuses sont surveillées annuellement pendant cinq ans pour vérifier que les conditions ne se détériorent pas durant la vie productive d'un puits. Elles doivent être corrigées dans une perspective de pérennité avant la fermeture définitive d'un puits. Au Québec, le RPGNRS ne contient pas de dispositions spécifiques à ce genre de phénomènes.

Constats

- Des phénomènes d'EETS et de MG de gaz ont été observés sur un grand pourcentage de puits au Québec, indiquant la présence d'une défaillance en ce qui concerne l'étanchéité des puits, et ce, malgré le respect des normes de l'API sur les coffrages, le type de ciment et la longueur de la cimentation du tubage.
- Les inspections et les travaux de surveillance indiquent que les fuites sont généralement très faibles. Des travaux correctifs ont été réalisés sur cinq puits pour rectifier soit une EETS sérieuse due à la pression, soit une MG préoccupante.
- Les EETS et la MG sont indésirables; advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste, des méthodes adaptées de cimentation en rapport avec le contexte géologique dans les basses-terres du Saint-Laurent sont de mise.
- Le recensement des puits fermés suggère que les puits gaziers forés à partir de 1970 respectent généralement les normes de l'API et la permanence des mesures d'obturation devrait être durable si les méthodes de cimentation ont été bien pratiquées. Ce n'est pas nécessairement le cas pour les puits forés avant 1970.
- Le RPGNRS n'est pas suffisamment spécifique et les informations sur l'état des coffrages et du ciment ne sont pas toujours disponibles, ce qui rend difficile l'évaluation de l'état des puits avant leur fermeture et, par conséquent, du risque à long terme qu'ils posent. Cette évaluation serait plus facile si le RPGNRS rendait obligatoire la remise de rapports détaillés par les compagnies, notamment ceux sur la cimentation, la complétion, la modification et la fermeture de puits, incluant l'état des puits lors de la fermeture, ce qui n'est pas présentement demandé par ce règlement.

2.5 Géologie des basses-terres du Saint-Laurent

Les basses-terres du Saint-Laurent font partie de la province géologique de la plateforme du Saint-Laurent (Brisebois et Brun, 1994), qui est située entre les provinces géologiques de Grenville (Bouclier canadien), au nord, et des Appalaches au sud (figure 2.7). Il s'agit d'un bassin sédimentaire constitué de roches d'âge cambrien à ordovicien supérieur (datant d'il y a de 540 à 445 millions d'années), d'une épaisseur totale pouvant dépasser 3 000 m à certains endroits. Les seules roches ignées présentes au sein de la séquence sédimentaire sont celles associées aux intrusions montérégiennes, d'âge crétacé (125 millions d'années).

La plateforme du Saint-Laurent est composée de plusieurs groupes de roches qui sont reconnus dans les affleurements en surface (figure 2.7) et dans les sondages qui traversent la séquence sédimentaire (figure 2.8). De la base vers le sommet (figure 2.9), on reconnaît : 1) les grès du groupe de Potsdam; 2) les dolomies du groupe de Beekmantown; 3) les calcaires des groupes de Chazy, de Black River et de Trenton; 4) le shale calcareux du shale d'Utica; 5) les successions de lits de grès et de shales des groupes de Sainte-Rosalie et de Lorraine; 6) les grès et les shales rouges du groupe de Queenston. Ces groupes se divisent en formations dont la composition varie principalement du nord-ouest vers le sud-est dans le sens de l'approfondissement du bassin. La séquence sédimentaire repose en discordance sur les roches plus vieilles précambriennes (1 milliard d'années) de la province de Grenville (figures 2.8 et 2.9).

En général, les roches des basses-terres du Saint-Laurent sont peu affectées par des déformations tectoniques et demeurent encore aujourd'hui subhorizontales comme lors de leur formation dans leur milieu de déposition sur la plateforme. Les grands éléments structuraux qui déforment la plateforme du Saint-Laurent sont de grands plis ouverts, dont le synclinal de Chambly-Fortierville, et deux principales familles de failles, les failles normales et les failles chevauchantes.

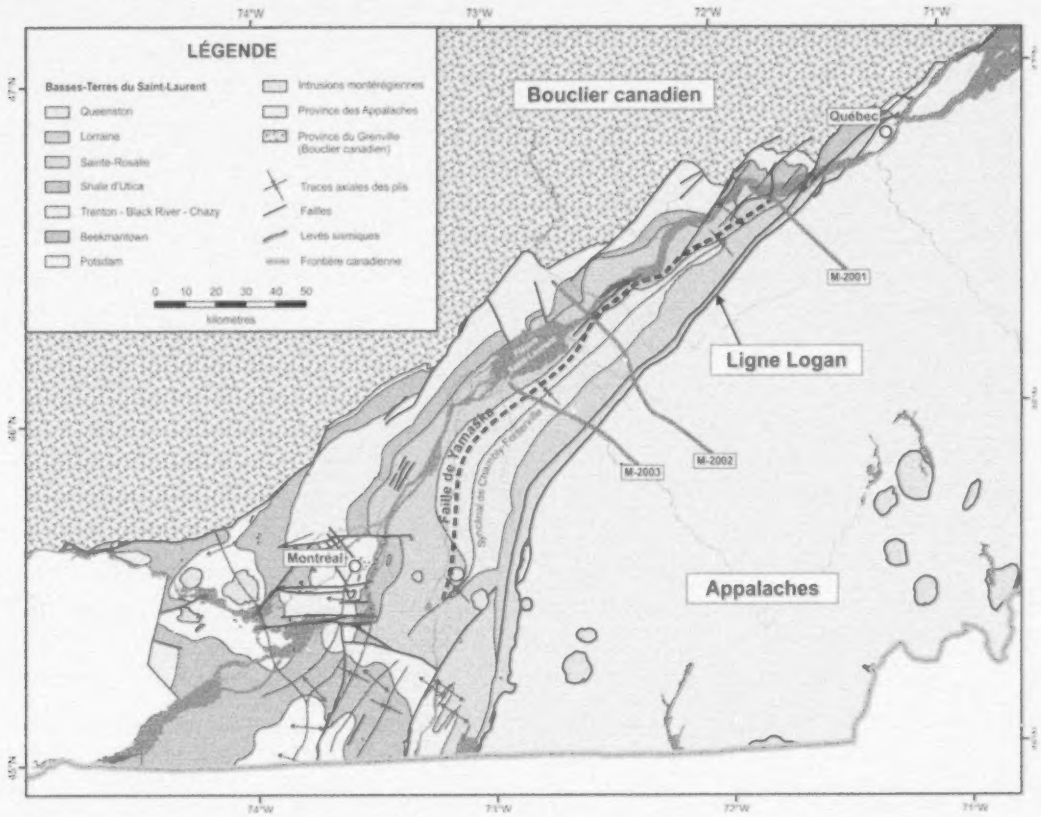
Les failles normales ont été formées lors de l'ouverture de l'ancien océan Iapetus au début du Cambrien (il y a 540 millions d'années), tandis que la formation des failles chevauchantes est reliée à la fermeture de cet océan et à la formation de la chaîne de montagnes des Appalaches (il y a entre 460 et 380 millions d'années). Ces failles peuvent être clairement visualisées en sous-surface avec les profils sismiques qui montrent que le bassin s'approfondit vers le sud-est. Les failles normales affectent principalement les unités inférieures de la plateforme du Saint-Laurent et plusieurs n'atteignent pas la surface (figures 2.8b et 2.8c). La faille de Yamaska, qui longe la rive sud du fleuve Saint-Laurent (figure 2.7), est l'une des failles normales des plus importantes.

Les autres failles importantes sur le profil sismique sont les failles de chevauchement des Appalaches, la principale étant la ligne de Logan qui limite la plateforme du Saint-Laurent et les Appalaches vers l'est (figures 2.7 et 2.8). La déformation tectonique responsable de la formation des Appalaches s'est transmise dans les roches de la partie supérieure de la plateforme du Saint-Laurent; elle s'exprime par des failles de chevauchement (zone triangulaire, figures 2.8a et 2.8b) et par la formation du synclinal de Chambly-Fortierville, au nord-ouest de cette zone de chevauchement (figures 2.7 et 2.8).

Les roches de la plateforme du Saint-Laurent sont aussi présentes sous la surface de la ligne de Logan, mais en profondeur (figure 2.8). Au sud-est de la ligne de Logan (figure 2.8), la séquence sédimentaire de la plateforme du Saint-Laurent devient de plus en plus profonde et déformée. Des sections complètes de la séquence, appelées écailles tectoniques, ont été arrachées puis déplacées sur plusieurs kilomètres vers l'ouest par les failles de chevauchement. Le cas le plus connu est l'écaille de Saint-Flavien (figure 2.8), au sein de laquelle un gisement de gaz naturel a été exploité dans les années 1970 par la Société québécoise d'initiative pétrolière (SOQUIP)[17].

[17] Créée en 1970.

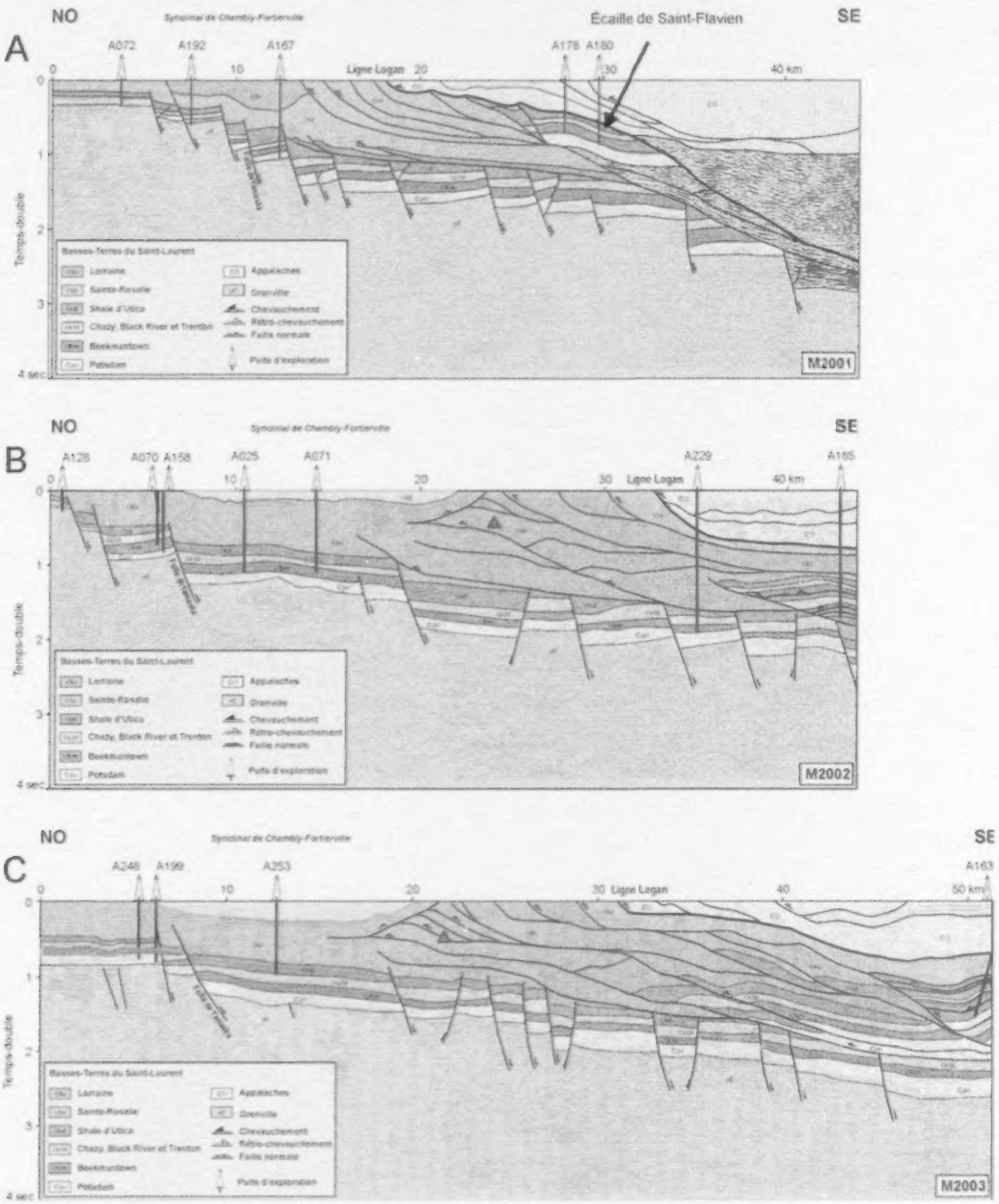
Figure 2.7 : Carte géologique des basses-terres du Saint-Laurent



Source : Globensky (1987)

Note : La projection en surface de la faille de Yamaska apparait en pointillé sur la carte. L'interprétation des lignes sismiques M-2001, M-2002 et M-2003 est représentée à la figure 2.8.

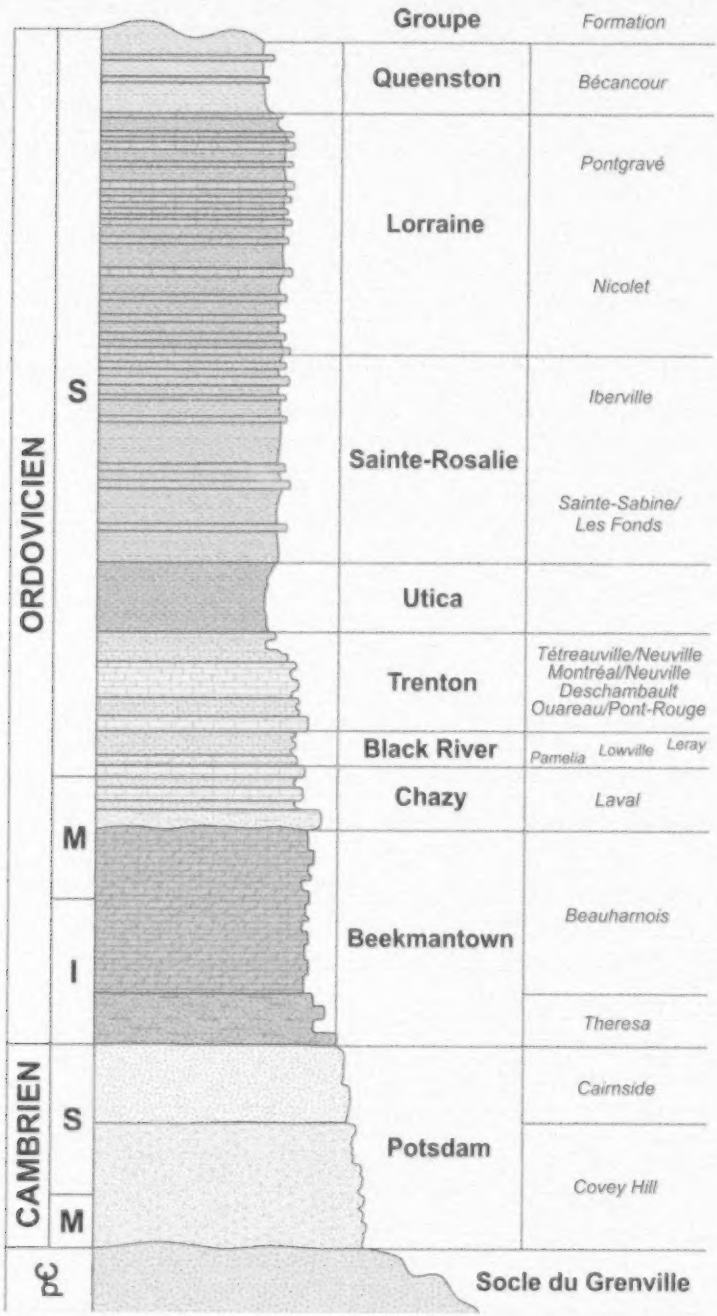
Figure 2.8 : Profils sismiques M-2001, M-2002 et M-2003 interprétés



Source : Adaptée de Castonguay et coll. (2010), pages 219-234

Note : Le triangle rouge indique la localisation de la zone triangulaire des failles de chevauchement. La localisation des profils apparaît sur la figure 2.7.

Figure 2.9 : Colonne stratigraphique de la plateforme dans la région des basses-terres du Saint-Laurent



Source : Adaptée de Globensky (1987) et Comeau et coll. (2004; 2013)

2.5.1 L'exploration pétrolière dans les basses-terres du Saint-Laurent

Les premières découvertes d'hydrocarbures au Québec remontent au 19e siècle. Ce sont les suintements de pétrole dans le nord-est de la Gaspésie qui ont été rapportés dans un des premiers rapports des travaux de la CGC en 1863 (Logan, 1863). Les premiers puits ont été forés vers la fin du 19e siècle à de faibles profondeurs, en Gaspésie et aussi dans les basses-terres du Saint-Laurent où l'on recherchait des gisements de pétrole semblables à ceux découverts dans le canton de Lambton en Ontario, près de la ville de Petrolia. La période suivante d'exploration gazière et pétrolière dans les basses-terres du Saint-Laurent s'est déroulée dans les années 1930. Jusqu'en 1950, l'exploration était orientée vers la recherche de réservoirs conventionnels de gaz ou de pétrole dans les roches de la plateforme du Saint-Laurent (grès du Potsdam, dolomies du Beekmantown, calcaires du Chazy-Black River-Trenton). Dans les années 1960, l'exploration pour le gaz naturel dans les sédiments meubles a mené à la découverte du champ de Pointe-du-Lac, près de Trois-Rivières, qui a été exploité de 1965 à 1976. Les premiers levés sismiques dans les années 1960 ont permis de trouver de nouvelles cibles d'exploration. Les réservoirs dans les plis de la ceinture de chevauchement des Appalaches étaient alors la cible d'exploration, ce qui a conduit à la découverte du réservoir de gaz naturel de Saint-Flavien dans les dolomies de la plateforme transportées par chevauchement vers l'avant-pays (figure 2.8). Ce réservoir exploité par la SOQUIP a produit 160 millions de mètres cubes (5,7 Bcf) de gaz naturel entre 1980 et 1994.

Les concepts d'exploration ont changé avec le temps. Dans les années 2000, les compagnies ont recherché des réservoirs associés aux dolomies hydrothermales dans les calcaires de la plateforme des basses-terres du Saint-Laurent (groupes de Black River et de Trenton) et de l'île d'Anticosti. Des roches équivalentes produisaient alors du gaz naturel dans l'État de New York et du pétrole léger en Ontario et dans l'État du Michigan. Le dernier concept d'exploration à être testé au Québec à partir de 2006 a été celui du gaz naturel emprisonné dans la roche-mère du shale d'Utica, le gaz de schiste.

Mentionnons enfin qu'environ 200 forages ont été mis en place dans les dépôts meubles déposés lors du retrait des glaciers entre Trois-Rivières et Sorel et que du gaz naturel a été produit entre 1965 et 1976 dans les dépôts quaternaires de Pointe-du-Lac, près de Trois-Rivières. Le réservoir de Pointe-du-Lac et celui de Saint-Flavien dans les Appalaches ont été convertis en stockage souterrain saisonnier de gaz naturel qui sont exploités par Intragaz.

2.6 Hydrogéologie des basses-terres du Saint-Laurent

Les systèmes hydrogéologiques des basses-terres du Saint-Laurent dans la zone cible du gaz de schiste sont variables, mais ils peuvent être caractérisés par une combinaison de dépôts meubles (incluant une ou plusieurs couches de sédiments glaciaires, fluviaux-glaciaires, alluviaux, lacustres et silto-argileux marins) qui reposent sur une séquence de roc sédimentaire fracturé ou, à quelques endroits, sur les intrusions montérégiennes. De nombreuses études hydrogéologiques ont été effectuées dans cette zone cible au cours des dernières décennies, incluant des études de la CGC et du MDDEFP. Un sommaire détaillé de ces études couvrant la période 1960-2013 est présenté dans l'étude E2-1.

2.6.1 Le méthane dans l'eau

Un des principaux enjeux soulevé lors des audiences du BAPE et des consultations du Comité a été la question de la contamination des aquifères par le gaz naturel en lien avec les activités de l'industrie du gaz de schiste. Afin de mieux comprendre l'état des lieux sur cette question, le Comité a tenté d'évaluer la distribution spatiale des concentrations du méthane et d'autres gaz dissous dans les eaux souterraines et d'en estimer la provenance. Au

total, 130 puits d'eau ont été échantillonnés (étude E3-9) dans une région couvrant 14 000 km^2 au cœur de la zone d'intérêt pour le gaz de schiste.

Du méthane a été détecté dans 117 des 130 puits d'eau échantillonnés (90 % de la totalité des puits), dont 84 avaient des concentrations de méthane inférieures à 1 mg/L. Toutefois, 18 puits avaient des concentrations supérieures à 7 mg/L, le seuil d'alerte dans l'eau souterraine du projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, publié le 29 mai 2013 dans la *Gazette officielle du Québec*. Une concentration maximale de 47,15 mg/L a été mesurée dans un puits d'eau d'observation situé près de la ville de Bécancour. Selon les analyses compositionnelles et les isotopes du carbone, l'origine du gaz dans 17 de ces 18 puits est biogénique et ce gaz est le plus souvent associé avec les puits d'eau qui pénètrent les roches du groupe de Lorraine dans le corridor 2. De plus, de faibles concentrations d'éthane (de 0,0004 à 0,086 mg/L) ont été mesurées dans 42 puits et des concentrations encore plus faibles de propane (de 0,0011 à 0061 mg/L) ont été détectées dans 10 puits, mais pas nécessairement dans les mêmes puits. Aucune relation entre la présence, la nature ou la concentration du gaz dans l'eau et les puits d'exploration pour le gaz de schiste n'a été observée. Toutefois, Pinti et coll. (étude E3-9) suggèrent qu'il pourrait exister une relation entre la concentration de gaz biogénique et la présence de fractures naturelles dans le roc en surface à proximité des zones de failles observées en surface. Par ailleurs, six puits présentent une composition de gaz de source indéterminée, et un seul puits montre une signature de gaz clairement thermogénique, près de Plessisville dans le domaine géologique des Appalaches. Même si l'étude E3-10 dresse l'état des lieux, il est important de noter que des analyses réalisées en Pennsylvanie suggèrent que les concentrations de gaz présentes naturellement dans l'eau peuvent fluctuer considérablement.

L'étude E3-10 présente également les concentrations en radon dans les eaux souterraines. Or, aucune concentration de radon dissous n'a excédé le seuil recommandé par Santé Canada (2009), soit 2 000 Bq/L. Cependant, dans six puits, les concentrations dépassent le seuil de 100 Bq/L recommandé par l'Organisation mondiale de la santé (OMS, 2009). Cinq de ces puits sont dans le domaine géologique des Appalaches, près de Plessisville, et le sixième se situe près du mont St-Hilaire, où un contrôle lithologique peut expliquer cette valeur anomale. Les roches ignées des montérégiennes sont plus radioactives que les roches sédimentaires avoisinantes.

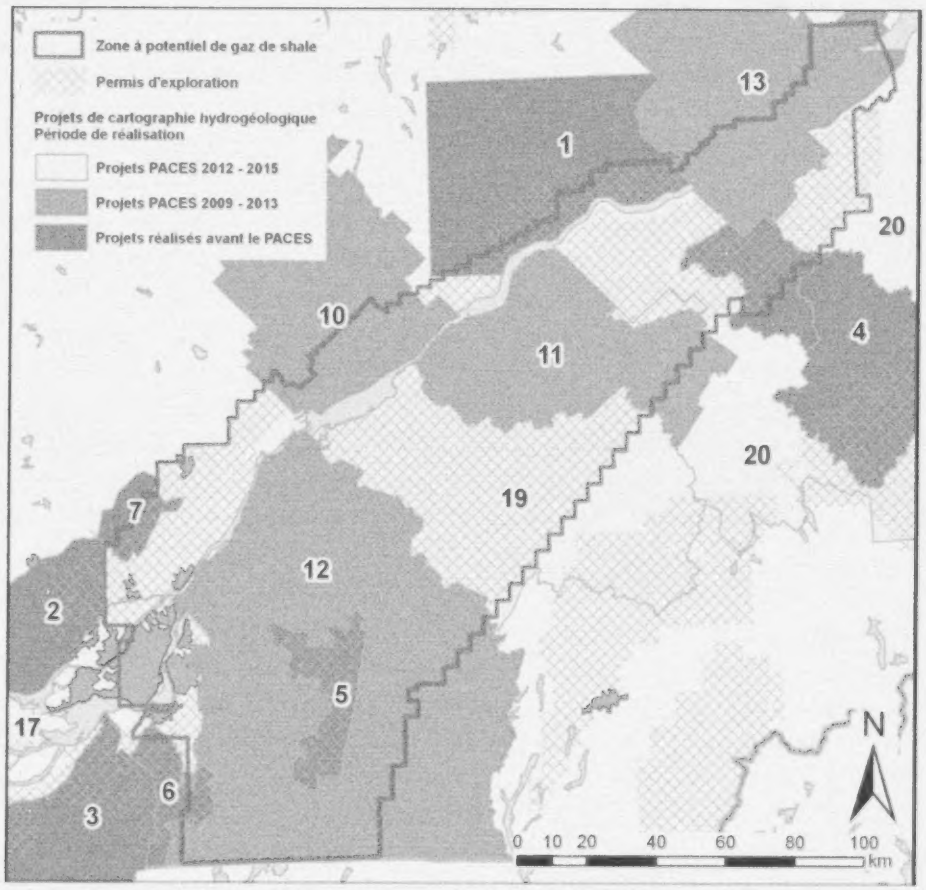
L'hélium radiogénique a également été mesuré dans l'eau. Tout comme le radon, l'hélium radiogénique est produit par la désintégration radioactive de l'uranium et du thorium présents dans les roches. La majorité des puits contenant des concentrations relativement élevées en 4He radiogénique se situe dans un corridor nord-sud entre Saint-Jean-sur-Richelieu et Sorel et montre peu de relation avec les concentrations de radon ou de méthane dans l'eau.

2.6.2 Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines

Les études les plus récentes font partie du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES; MDDEFP, 2011, 2013a), lequel vise à dresser le portrait régional de la ressource en eaux souterraines des territoires municipalisés du Québec méridional. Le but ultime des projets réalisés dans le cadre du PACES est de protéger la ressource, d'en assurer la pérennité et d'en favoriser une saine gestion. Ces portraits permettent de pallier le manque d'informations sur cette ressource et joueront un rôle critique dans la protection et la gestion durable des eaux souterraines advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Sept études hydrogéologiques régionales ont été réalisées à la suite du premier et deuxième appel de propositions (2009-2013) lancés par le MDDEFP dans le cadre du PACES, et six autres études, acceptées dans le cadre du troisième appel (2012-2015), sont en cours (figure 2.10). Dans la région cible pour le développement du gaz de schiste, ces études couvrent les quatre régions suivantes : Centre-du-Québec (neuf bassins versants incluant la rivière Bécancour) et Montérégie-Est, où les études ont été effectuées en 2009-2013, et Centre-du-Québec (bassin du Bas-Saint-François et Nicolet) et Chaudière-Appalaches, où les études sont en cours (2012-2015). Dans le cadre d'un programme précédent du MDDEFP, l'hydrogéologie du bassin versant de la rivière Châteauguay a été caractérisée en 2006 (Coté et coll., 2006).

Figure 2.10 : Localisation des études hydrogéologiques dans les basses-terres du Saint-Laurent



Source : Tiré de l'étude E2-1

Note : études du PACES, 4 et 20 : Chaudière-Appalaches; 11 : Bécancour; 19 : Nicolet - Saint-François; 5 et 12 : Montérégie-Est.

Pour faire suite aux recommandations du BAPE dans le contexte du développement de l'industrie du gaz de schiste et des risques potentiels sur les ressources en eau qui y sont associés, les projets dans le cadre du troisième appel de propositions du PACES couvrent spécifiquement les territoires ciblés par l'industrie qui n'étaient pas déjà caractérisés. À partir de 2015, tous les bassins versants dans les territoires ciblés seront caractérisés.

Les objectifs du Programme sont les suivants :

- Dresser un portrait de la ressource en eaux souterraines à l'échelle d'un bassin versant, d'une MRC ou d'un regroupement de MRC contiguës afin de soutenir les besoins d'information sur cette ressource;
- Compléter la couverture des territoires ciblés par l'industrie du gaz de schiste pour l'exploration du gaz naturel;
- Établir les partenariats entre les acteurs de l'eau et les gestionnaires du territoire dans l'acquisition des connaissances sur la ressource en eaux souterraines afin de favoriser une saine gestion de la ressource.

Chaque étude comporte trois phases de réalisation réparties sur trois ans :

- Phase 1 – Collecte des données existantes;
- Phase 2 – Travaux pour l'obtention de données complémentaires, dont échantillonnage d'eau, forages, levés géophysiques, installation de puits et mesure de propriétés hydrauliques;
- Phase 3 – Analyse, synthèse et transfert de l'information. Notamment, chaque étude doit établir le portrait des eaux souterraines, y compris la qualité et la quantité de la ressource, de même que l'utilisation et les pressions humaines qui s'exercent sur celle-ci, de manière à évaluer le potentiel d'utilisation ainsi que les risques de contamination et de surexploitation des aquifères.

Les projets PACES sont gérés par des regroupements de chercheurs de plusieurs universités au Québec et ils sont réalisés en collaboration avec plusieurs partenaires régionaux incluant les organismes de bassin versant (OBV), les municipalités régionales de comté et les conférences régionales des élus (CRÉ). Dans plusieurs cas, d'autres partenaires importants ont été appelés à participer, dont la CGC et l'Institut de recherche et développement en agroenvironnement. À la suite des subventions obtenues dans le cadre du PACES, le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines (GRIES) a été fondé afin de profiter d'expertises variées et complémentaires dans le domaine général de la recherche en hydrogéologie. Le GRIES rassemble aujourd'hui 24 chercheurs universitaires provenant de 11 universités. La CGC et le MDDEFP sont également partenaires.

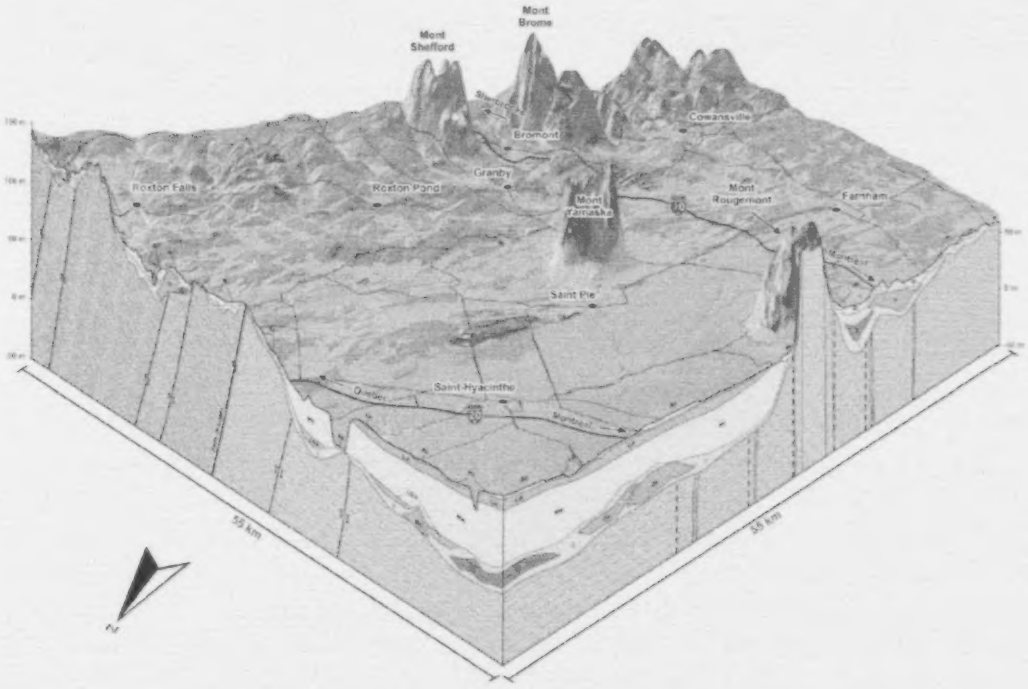
À partir des projets PACES, entre autres, on peut constater que les systèmes hydrogéologiques dans les basses-terres du Saint-Laurent sont très variés et sont divisés en plusieurs contextes ou modèles conceptuels.

En Montérégie-Est, par exemple, cinq contextes ont été déterminés (Carrier et coll., 2013) :

1) La zone nord, caractérisée par un faible relief, une épaisse couverture argileuse (> 10 m) qui implique une recharge minimale et la présence d'eau saumâtre qui n'est pas potable;
2) La zone sud, où le socle rocheux est recouvert de till et le potentiel aquifère repose sur l'aquifère rocheux fracturé avec une recharge importante;
3) Les systèmes hydrogéologiques associés aux intrusions montérégiennes, caractérisés par un potentiel aquifère dans le roc fracturé et dans les dépôts meubles voisins qui représentent aussi des aquifères plus vulnérables;
4) La zone externe des Appalaches (Piedmont), caractérisée par un couvert de till de faible épaisseur et où l'aquifère rocheux est exploité presque partout;
5) La zone interne des Appalaches (hautes-terres), où l'on retrouve aussi un potentiel aquifère dans le roc, une importante recharge à travers un couvert de till de faible épaisseur et une résurgence de l'eau souterraine dans les vallées.

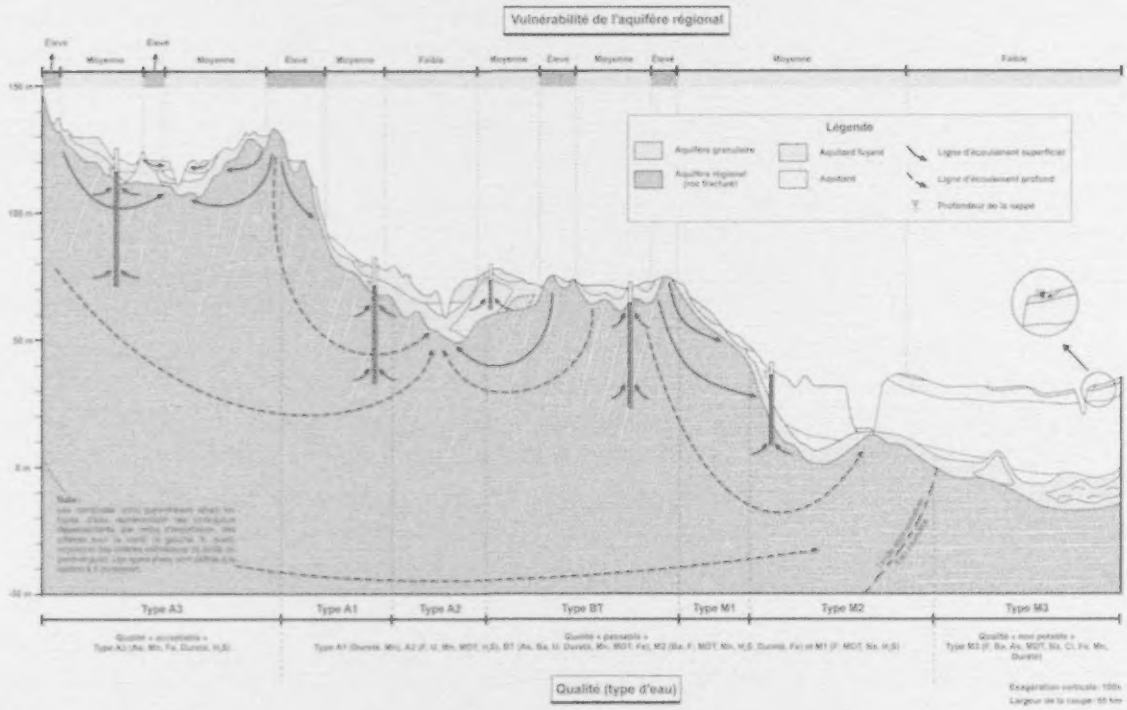
Plusieurs de ces contextes sont illustrés aux figures 2.11 et 2.12. En général, la faible capacité des puits au roc et l'étendue limitée des aquifères granulaires ont pour effet de limiter l'exploitabilité des ressources en eaux souterraines en Montérégie-Est (Carrier et coll., 2013). Laurencelle et coll. (2011) présentent un portrait de la fracturation dans les aquifères rocheux de cette région et montrent que la densité des fractures naturelles diminue rapidement dans les premiers 50 à 100 m du roc. Benoit et coll. (2008) ont observé la même tendance dans le bassin versant de la rivière Chaudière.

Figure 2.11 : Modèle conceptuel de l'hydrogéologie dans les basses-terres du Saint-Laurent



Source : Carrier et coll., 2013

Figure 2.12 : Modèle conceptuel de l'hydrogéologie dans les basses-terres du Saint-Laurent, coupe verticale



Source : Carrier et coll., 2013

Une aire de 2 200 km² de la partie nord-ouest de la Montérégie est caractérisée par une zone d'eau souterraine saumâtre non potable résultant de l'inondation de la mer de Champlain suite à la fonte des glaciers, il y a 10 000 ans. Parmi les 75 puits municipaux de la Montérégie-Est, environ un tiers capte de l'eau dans les dépôts meubles, le reste pompant de l'aquifère de roc (Carrier et coll., 2013). En dehors de la région inondée par l'eau marine de la mer de Champlain, la qualité de l'eau souterraine en Montérégie-Est était passable ou acceptable. Toutefois, l'étude a trouvé quelques dépassements des normes applicables à l'eau potable pour l'arsenic, le baryum, le fluor, les nitrites et nitrates ainsi que l'uranium. Des dépassements des critères d'ordre esthétique ont également été observés.

Les données du projet PACES-Bécancour montrent qu'en général, l'aquifère rocheux dans cette zone du Centre-du- Québec est également peu productif (Larocque et coll., 2013). L'aquifère rocheux est aussi plus vulnérable aux endroits où il est recouvert directement d'une couche sablonneuse avec un taux de recharge important. De plus, bien que les dépôts meubles granulaires soient plus perméables, dans l'ensemble ils sont peu épais et d'étendue limitée. Une exception est l'aquifère des sables des Vieilles-Forges qui a un potentiel aquifère important. La qualité de l'eau dans cette région est généralement bonne, avec peu de dépassements des normes. Cependant, Pinti et coll. (étude E3-9) ont trouvé des dépassements importants en méthane (voir la section 2.5.1).

Il faut noter que les résultats des projets PACES sont basés sur une échelle cartographique régionale afin d'établir le portrait hydrogéologique global de chaque région. Pour obtenir des portraits locaux des études supplémentaires seraient nécessaires. De plus, les profondeurs maximales des aquifères faisant l'objet de ces études sont

généralement limitées à ~100 m, ce qui est normalement suffisant pour caractériser les aquifères d'eau douce peu profonds, mais qui ne permet pas d'inclure les formations plus profondes. Notamment, l'étude E2-1 établit la caractérisation de l'environnement hydrogéologique profond comme une lacune importante. Finalement, Jackson et coll. (2013) soulignent les manques de connaissances hydrogéologiques générales au Canada et suggèrent des méthodes novatrices afin de mieux caractériser les systèmes hydrogéologiques dans le cadre du développement du gaz de schiste.

3. La législation

Dans son rapport, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE, 2011) constatait que l'encadrement actuel de l'industrie du gaz de schiste se fait de façon cloisonnée entre deux ministères en fonction des lois dont chacun est responsable, ce qui ne favorise pas la surveillance et le contrôle intégrés des activités. Il suggérait par conséquent d'assujettir les activités de l'industrie à un régime d'autorisation relevant du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP), et de modifier la Loi sur les mines et le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) de façon à ce que ce soit le MDDEP qui soit responsable de l'application des dispositions visant à protéger l'environnement en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE). Le BAPE faisait également part de préoccupations quant au rapport entre la tarification et les coûts engendrés par l'activité pour la collectivité et les pouvoirs publics.

De son côté, le Vérificateur général du Québec (2011) recommandait au MDDEP et au ministère des Ressources naturelles et de la Faune de poursuivre les travaux interministériels afin de mettre en place un cadre d'intervention gouvernemental efficace et de travailler en collaboration pour déterminer les informations pertinentes et les outils nécessaires à la réalisation de leur mandat.

C'est dans la foulée de ces avis que le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste a reçu le mandat de définir les orientations et les paramètres d'une réglementation encadrant l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazière et leur réalisation, applicable à la Vallée du Saint-Laurent et, si possible, ailleurs au Québec.

Pour ce faire, le Comité a commandé trois études. La première consiste en une analyse comparative des législations encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste en vigueur dans d'autres États (étude L1-1). La seconde décrit les champs d'intervention de la législation québécoise encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et analyse les mécanismes d'application en vigueur en matière d'effectivité, d'efficacité et d'efficience (étude L2-1). La troisième élabore des propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste (étude L3-1).

Rappelons que le 14 février 2013, le mandat du Comité a été modifié et qu'il lui était désormais demandé de réaliser un rapport synthèse de l'ensemble des études en ciblant les constats pertinents en vue de la consultation publique élargie que tiendra le BAPE en 2014. Il faut aussi préciser que des développements législatifs très récents viennent modifier l'analyse proposée dans les études qui ont été réalisées dans le cadre du mandat. Afin de bien présenter les enjeux de la modernisation législative et réglementaire, le Comité a choisi de présenter d'abord ces récents développements, puis l'analyse des régimes québécois et étrangers qui étaient en vigueur au moment de la livraison des études, soit août 2012 pour l'étude L1-1, décembre 2012 pour l'étude L2-1 et avril 2013 pour l'étude L3-1.

3.1 Les développements législatifs récents

3.1.1 Loi modifiant la Loi sur les mines

Le projet de loi 70 modifiant la Loi sur les mines a été sanctionné le 10 décembre 2013. Dans l'attente d'une future loi spécifique aux hydrocarbures, ce projet de loi reconduit les dispositions actuellement applicables aux hydrocarbures. Toutefois, il est raisonnable de penser que plusieurs changements apportés au régime minier

seront incorporés, avec les nuances nécessaires, à la future loi sur les hydrocarbures. On peut notamment penser aux changements décrits ci-dessous.

Ce projet de loi oblige le titulaire de claim à aviser la municipalité et le propriétaire du terrain concernés de l'obtention de son droit dans les 60 jours de son inscription et à informer la municipalité au moins 30 jours avant d'effectuer des travaux. Le projet de loi impose également à ces titulaires l'obligation de fournir au ministre des Ressources naturelles (MRN) une planification annuelle de leurs travaux ainsi qu'un compte rendu annuel des travaux effectués.

Par ailleurs, ce projet de loi limite le pouvoir d'expropriation donné aux titulaires de droits miniers à la phase d'exploitation minière, oblige ces titulaires à fournir un soutien financier au propriétaire lors des négociations relatives à l'acquisition d'un immeuble résidentiel ou d'un immeuble utilisé à des fins d'agriculture situé sur une terre agricole et à obtenir une autorisation écrite au moins 30 jours avant d'accéder au terrain.

De plus, le projet de loi modifie la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme pour permettre aux municipalités régionales de comté de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité minière. Le projet de loi précise à cet égard, dans la Loi sur les mines, ce que constituent de tels territoires et soustrait à l'activité minière les substances minérales qui s'y trouvent.

Aussi, ce projet de loi assujettit l'octroi du bail minier au dépôt auprès du ministre d'un plan de réaménagement et de restauration minière à l'égard duquel le certificat d'autorisation prévu à la Loi sur la qualité de l'environnement a été délivré, de même qu'une étude d'opportunité économique et de marché pour la transformation au Québec.

Le projet de loi permet au gouvernement, au moment de la conclusion d'un bail minier et pour des motifs raisonnables, d'exiger la maximisation des retombées économiques en territoire québécois de l'exploitation des ressources minérales autorisées en vertu du bail. Il instaure pour le titulaire l'obligation de constituer et de maintenir un comité de suivi pour favoriser l'implication de la communauté locale sur l'ensemble du projet.

3.1.2 Dispositions du projet de loi 25 applicables au régime des permis pétroliers et gaziers

Le 14 juin 2013, la Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012 était sanctionnée. Cette loi a notamment modifié plusieurs éléments du régime existant en matière d'exploration gazière et pétrolière. Les changements touchent :

- l'introduction d'un processus de mise aux enchères pour l'attribution de permis de recherche;
- la hausse du loyer annuel du territoire sous permis et du coût des permis connexes permettant aux entreprises de mener les activités d'exploration et d'exploitation;
- la création d'un volet dédié aux hydrocarbures dans le Fonds des ressources naturelles.

Processus de mise aux enchères

Les modifications apportées à la Loi sur les mines font en sorte que les permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain seront dorénavant octroyés par vente aux enchères. Ceci permettra au gouvernement du Québec de s'approprier une partie de la rente dès l'attribution de ces droits.

Bien que la grande majorité du territoire d'intérêt soit sous permis, des secteurs sont encore libres de droits. De même, les permis de recherche ayant une période de validité maximale de dix ans, une proportion importante du territoire sera disponible au cours des prochaines années. À cet effet, soulignons qu'un arrêté ministériel a réservé à l'État la totalité du territoire québécois en ce qui a trait à l'octroi de nouveaux droits miniers relatifs au pétrole, au gaz naturel et au réservoir souterrain. L'arrêté ministériel n'a aucun effet sur les permis déjà en vigueur. Or, en plus de geler le territoire actuellement disponible, cette réserve à l'État fait également en sorte que le territoire devenant disponible à la suite de l'abandon, l'expiration ou la révocation d'un droit minier relatif au pétrole, au gaz naturel ou à la saumure serait couvert par la réserve à l'État.

Également, les nouvelles dispositions introduites à la Loi sur les mines offrent maintenant la possibilité au ministre de procéder à l'adjudication d'un bail relativement à un territoire qui n'est pas l'objet d'un permis de recherche, s'il estime que ce territoire présente, selon le cas, un gisement ou un réservoir souterrain économiquement exploitable.

Hausse des loyers annuels et du coût des permis connexes

Le loyer annuel pour conserver les droits relatifs au permis de recherche est majoré afin de couvrir les coûts de gestion.

Cette hausse n'est toutefois pas encore en vigueur. En effet, la Loi limitant les activités pétrolières et gazières, entrée en vigueur le 13 juin 2011, instaure une dispense pour le titulaire de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain d'exécuter les travaux de recherche exigés en vertu de la Loi sur les mines et suspend la période de validité de tels permis. Ces dispositions sont en vigueur jusqu'à la date déterminée par le ministre, laquelle ne peut excéder le 13 juin 2014.

Les droits passeront de 0,10 $ à 0,50 $ par hectare pour les cinq premières années de détention d'un permis, de 0,50 $ à 1,50 $ par hectare pour les années suivantes et le loyer du bail d'exploitation de 2,50 $ à 3,50 $ par hectare.

Par ailleurs, la tarification des divers permis et autorisations a été revue afin de refléter les coûts réels de délivrance qui y sont associés. Le tableau 3.1 ci-dessous illustre les changements dans les niveaux de tarification.

Tableau 3.1 : Droits et coûts de délivrance des permis relatifs aux hydrocarbures (en dollars)

	Droits de permis actuels	Droits basés sur le coût de délivrance
Permis de levé géophysique	50	1 000
Permis de forage	100	4 300
Permis de complétion de puits	50	2 500
Permis de modification de puits	50	2 000
Requête pour révocation de droits	500	725
Frais d'enregistrement au registre	25	150
Frais de délivrance de certificat	25	26
Autorisation de fermeture de puits (temporaire)	0	2 000
Autorisation de fermeture de puits (définitive)	0	2 600
Permis de recherche	0	3 000
Bail d'exploitation	0	5 000

Source : Ministère des Finances (2012), page 98

Volet dédié aux hydrocarbures dans le Fonds des ressources naturelles

Le Fonds des ressources naturelles a été institué par la Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (article 17.12.12) et est affecté au financement de certaines activités du MRN. Il comporte plusieurs volets auxquels se sont ajoutés ceux relatifs à la gestion des hydrocarbures et la gestion de l'activité minière.

Ainsi, les sommes perçues depuis le 1er avril 2013 sur les rentes annuelles, la vente de produits et services, les amendes de même que les intérêts réalisés sur les placements de ces sommes seront versés au volet de la gestion des hydrocarbures du Fonds des ressources naturelles. Ces montants permettront de répondre aux besoins d'encadrement des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures par le MRN ainsi qu'au financement de programmes de mise en valeur du territoire québécois par l'acquisition et la diffusion de connaissances géoscientifiques.

3.2 L'état du droit au moment de la réalisation de l'ÉES

La dimension juridique de l'enjeu du gaz de schiste a fait l'objet de trois études spécifiques, tout en ayant été abordée par plusieurs études touchant des sujets particuliers[1]. Ces trois études avaient pour but de comprendre les régimes juridiques pertinents déjà existants, de proposer une analyse exhaustive du régime applicable au Québec et, enfin, d'explorer sur cette base trois scénarios d'encadrement et de gouvernance de l'industrie.

La nouvelle industrie du gaz de schiste se développe dans un cadre juridique qui n'a pas été conçu pour elle et s'avère mal adapté à ses particularités technologiques et à la localisation des gisements qu'elle est susceptible d'exploiter. Cet encadrement, porté par un corpus législatif minier et environnemental, relève de deux ministères différents et exige une multitude de permis et d'autorisations qui ne sont guère coordonnés.

Fondée sur un vieil historique, la Loi sur les mines ne prévoit pas de régime spécifique pour l'industrie du gaz de schiste. Or, cette loi accorde aux activités minières des privilèges et des dérogations en matière de protection de l'environnement, de divulgation d'information et d'affectation du territoire qui nécessitent d'être revus en regard du contexte et des enjeux d'aujourd'hui. Les modifications ponctuelles introduites depuis 2011 ne fondent pas un nouveau régime qui permette de répondre à l'ensemble de ces enjeux. L'administration du régime juridique auquel est soumise l'industrie s'avère également problématique en raison de sa complexité, du fait notamment de l'intervention de deux ministères aux visées et au fonctionnement propres. De plus, la distinction entre les phases d'exploration et d'exploitation s'avère inadaptée pour l'industrie du gaz de schiste et nuit à l'application des mesures de protection de l'environnement.

La règle du *free mining*, la préséance et les privilèges accordés à l'industrie de même que la centralisation des pouvoirs et des redevances ont suscité des débats et des conflits. Alors qu'elles ne sont pas associées aux décisions concernant le développement de cette industrie ni ne profitent de ses redevances, les collectivités

[1] D'autres études abordent également certaines dimensions juridiques pertinentes au gaz de schiste. C'est le cas notamment de l'étude de cas de la CPTAQ (étude S2-2), de l' analyse du rôle potentiel de la CPTAQ à l'égard de l'industrie du gaz de schiste comme mode de règlement des conflits d'usage (étude S2-3), de la documentation de l'encadrement des conditions de travail au sein de l'industrie du gaz de schiste en matière de santé et sécurité du travail dans les provinces et les États étrangers (étude S4-5), de l'analyse des normes existantes dans certains États et certaines provinces pour les forages, de la conception à la construction, en passant par la vérification, la fracturation, la complétion et la fermeture (étude E3-1), de l'analyse des impacts environnementaux et des risques de sismicité induite reliés au stockage des eaux de reflux dans les formations géologiques profondes au Québec (étude E4-3) et de l'étude des mécanismes potentiels assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes pour que la responsabilité sociale des entreprises soit effective (étude S4-4).

risquent pourtant d'en subir les nuisances. Elles voient par conséquent peu d'avantages au développement de l'industrie du gaz de schiste, ce qui a pu nourrir les mouvements de contestation et d'opposition. Et contrairement aux États-Unis où la structure des droits de propriété permet aux propriétaires de percevoir des revenus issus de l'exploitation, les propriétaires québécois peuvent difficilement profiter des ressources qui sont extraites de leur sous-sol.

La modernisation du régime minier qui permettrait la mise en place d'un régime spécifique à l'industrie du gaz de schiste et qui, de surcroît, prendrait en compte les principes de la Loi sur le développement durable, supposerait notamment de revoir les exigences relatives aux distances séparatrices, à la qualité des eaux souterraines, au coffrage des puits, aux tests d'étanchéité et aux mesures d'urgence. Il faudrait également introduire des mécanismes d'information et de participation du public actuellement occultés par le régime minier, revoir les tarifs associés aux permis en regard notamment des coûts liés à l'encadrement de l'industrie et revoir également le niveau des garanties d'exécution et de restauration des sites ainsi que des redevances. D'autres enjeux doivent aussi être pris en compte dans la modernisation de l'encadrement législatif, qu'il s'agisse de l'augmentation du trafic routier, des troubles du voisinage ou des atteintes aux droits à l'environnement des particuliers. Enfin, il faudrait s'assurer que les opérations fassent l'objet d'un suivi par les ministères, mais aussi par les communautés concernées.

3.2.1 Les régimes étrangers existants[2]

L'analyse comparative des législations de différents États qui tient compte de leur contexte sociopolitique permet de mieux envisager la configuration optimale d'une approche québécoise.

On constate tout d'abord que la majorité des États retenus pour analyse disposent d'une longue expérience législative du secteur minier et qu'ils ont développé à des degrés divers des régimes particuliers pour encadrer l'industrie des hydrocarbures. La majorité des États ont aussi jugé que la spécificité technique de l'industrie du gaz de schiste, qu'on la désigne par le concept de fracturation hydraulique à haut volume (État de New York) ou de puits de gaz non conventionnel (Pennsylvanie), requiert des dispositions particulières. L'Alberta et la Pennsylvanie, qui ont déjà une longue histoire de production pétrolière et gazière, ont opté pour des ajustements ad hoc, alors que la France, la Colombie-Britannique et l'État de New York ont plutôt envisagé des refontes particulières de leur régime juridique. Encore récents, ces encadrements juridiques évoluent très rapidement et il est pour l'instant difficile de juger de leur effectivité, c'est-à-dire de leur potentiel d'être appliqués dans les faits.

Il faut préciser que la position des États vis-à-vis l'industrie diffère. De plus, les régimes à partir desquels ils l'encadrent s'insèrent dans des systèmes législatifs préexistants. Les règles concernant la propriété du sous-sol, notamment, ont des conséquences sur la manière dont les pouvoirs publics peuvent gérer l'aménagement du territoire et les conflits d'usage. À ce chapitre, les États-Unis ont retenu le principe de l'indivisibilité foncière, alors qu'au Canada ou en France, c'est le principe de divisibilité qui prévaut : la propriété de la surface ne l'emporte pas sur la propriété du sous-sol qui, elle, est publique et cédée par baux temporaires selon divers mécanismes tels que la vente aux enchères[3].

[2] Cette partie reprend les études telles que synthétisées dans l'étude L1-1 ainsi que l'étude préparatoire S1-1.

[3] Il existe néanmoins des exceptions au principe général, comme dans la majeure partie du sud-ouest de l'Ontario où le propriétaire détient les droits minéraux dans son sous-sol. Voir www.fhoa.ca/about-freehold-mineral-rights.html.

Aussi, les obligations imposées aux industriels sont structurées différemment par les différents régimes. Par exemple, un État peut exiger une série de garanties et de conformités en amont de l'activité, tandis qu'un autre prévoit que des autorisations seront requises pendant toute la durée de l'activité.

Les provinces canadiennes

Colombie-Britannique

Depuis 2007, la province encourage le développement des ressources conventionnelles et non conventionnelles en hydrocarbures et soutient les infrastructures de transport. Contrairement au Québec, les plus importants dépôts de gaz de schiste sont situés en zone peu peuplée, au nord-est de la province. Toutefois, ces terres sont surtout agricoles, à l'instar de ce qui se passe au Québec, ou sujettes à des traités ou revendications territoriales par des Nations Autochtones, ce qui suppose une gestion des conflits d'usage. La province compte plus de 20 000 puits. Entre 2006 et 2008, l'Oil and Gas Commission (OGC) a traité 2 300 demandes d'activités liées aux hydrocarbures en terres agricoles.

Les ressources du sous-sol appartiennent presque exclusivement à la Colombie-Britannique. Le gouvernement a amorcé en 2011 une révision du cadre législatif et a consulté les diverses parties prenantes à l'occasion de ce processus. La révision de ce cadre législatif vise notamment à moderniser le régime d'allocation des titres, à tenir compte des nouvelles technologies d'extraction et des nouveaux risques environnementaux et à assurer la cohérence avec les dispositions du régime de gestion des activités liées aux hydrocarbures, dont la réforme a été achevée en 2010.

Les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sont régies par l'Oil and Gas Activity Act ainsi qu'un ensemble de règlements et de directives administratives, tandis que les titres et droits d'exploration et d'exploitation sont octroyés en vertu du Petroleum and Natural Gas Act par le Ministry of Energy dans le cadre d'un processus d'offre public. Exclusif, le bail accorde le droit de produire des hydrocarbures, tandis que la licence de forage et le permis accordent des droits d'exploration temporaires convertissables en baux une fois les activités d'exploration terminées.

L'OGC est un organisme réglementaire central du régime de la Colombie-Britannique. Grâce à des ententes administratives en vertu desquelles différents ministères lui délèguent leurs pouvoirs, l'OGC est responsable de délivrer les nombreuses autorisations statutaires requises en vertu de différents textes législatifs. Le système de réglementation ne repose pas sur une distinction chronologique des différentes phases de l'activité : c'est la Commission qui autorise toute activité liée aux hydrocarbures. Le droit d'entrée est restreint et suppose l'accord des propriétaires immobiliers, avec lesquels l'opérateur doit signer un bail et auxquels il doit offrir une compensation. À défaut d'entente, les propriétaires peuvent porter leur cause devant un tribunal administratif indépendant de l'OGC qui est chargé de statuer sur le droit d'entrée. Par ailleurs, les demandes de permis pour le développement du gaz de schiste sont soumises à une consultation dont l'OGC doit tenir compte dans sa décision de délivrer ou non un permis, décision qui est sujette à un processus d'appel. Enfin, l'usage à long terme des ressources hydriques est privilégié par rapport à des usages à court terme, ce qui donne le pouvoir à l'OGC de suspendre les prélèvements d'eau lorsque les sources se tarissent.

De façon générale, l'OGC tente d'harmoniser le développement de l'industrie avec les plans de développement régionaux et les schémas d'aménagement locaux. Et sans avoir de pouvoir de réglementation direct, une municipalité peut avoir un impact important sur le développement de l'industrie en adoptant un plan de développement détaillé. Mentionnons enfin que la taxe mensuelle payée par les producteurs de pétrole et de gaz

avait permis d'accumuler, à la fin de 2010, trois millions de dollars dans l'Orphan Site Reclamation Fund, un fonds qui permet de compenser les propriétaires terriens pour des loyers impayés et de restaurer des sites orphelins.

Alberta

L'Alberta est une importante productrice d'hydrocarbures et sa politique énergétique met l'accent sur les ressources fossiles pour les trente prochaines années. Elle est la deuxième exportatrice mondiale de gaz naturel. La province privilégie son extraction par rapport à d'autres usages du territoire et elle s'associe à l'industrie pour favoriser par divers moyens la productivité des gisements. Quinze gisements de gaz de schiste s'étendent sur une grande partie de la province. À la fin de 2009, on comptait plus de 140 000 puits de gaz naturel. Le nombre de puits forés en 2010 avoisinait les 10 000.

Le développement du gaz de schiste est couvert par le régime s'appliquant aux hydrocarbures plutôt que d'être assujetti à des instruments spécifiques. En écho au principe de *free mining*, l'exploration autre que le forage de puits ne requiert pas de titres et la découverte de ressources n'oblige pas à leur exploitation. C'est la province qui détient les droits sur la majorité des ressources en minéraux et en hydrocarbures. Selon la règle du captage, la capacité légale d'extraire la ressource confère la propriété de celle-ci d'où qu'elle provienne dans le sous-sol, ce qui contribue à des conflits d'usage. De plus, les titres sur les ressources sont accordés au-delà des termes initialement prévus si la capacité de production génère encore des redevances.

Le transfert à l'industrie des droits sur la ressource relève de différentes législations selon qu'ils sont originellement détenus par la province (Mines and Minerals Act), la Couronne fédérale (Public Lands Oil and Gas Regulations) ou une personne privée (Land Titles Act). En vertu d'un processus d'offre public, le Ministry of Energy accorde le bail d'une durée initiale de cinq ans ou la licence qui concerne le forage d'un puits de validation. Les frais de délivrance du permis ou de la licence et le loyer annuel sont payables au préalable. Les activités de développement sont régies par un ensemble disparate de lois et règlements, dont le Mines and Minerals Act, l'Exploration Regulation et l'Exploration Dispute Resolution Regulation, tandis que l'exploitation est régie par l'Oil and Gas Conservation Act.

Complexe, le régime juridique applicable est fragmenté en de nombreux instruments qui se chevauchent et font intervenir des responsabilités concurrentes. Il existe des régimes particuliers selon le type de ressources, mais aussi les activités concernées : extraction, transport, mise en marché. De plus, les droits d'entrée diffèrent selon qu'il s'agit d'activités d'exploration ou d'exploitation. La gestion de l'industrie du gaz de schiste relève de plusieurs autorités administratives : le Ministry of Energy octroie les droits sur les ressources, l'Energy Resource Conservation Board réglemente les opérations d'extraction du gaz, et l'Alberta Utilities Commission, sa mise en marché. Les différents titres sur les hydrocarbures relèvent de régimes distincts.

Le régime favorise la compensation monétaire des propriétaires plutôt que le droit de s'opposer au droit d'entrée, l'accès à la ressource étant garanti par la province. Les municipalités ne sont pas consultées à l'occasion du processus décisionnel menant à la vente des droits miniers et elles ne sont pas avisées lorsque des droits miniers sont vendus par le gouvernement sur leur territoire. La population n'a pas accès à l'information relative aux projets de développement, généralement confidentielle. Peu détaillés, les processus de consultation se limitent aux occupants du territoire et aux propriétaires immobiliers voisins. De façon générale, les opérations de fracturation hydraulique sont peu contrôlées et la préséance des activités minières contraint les pouvoirs d'aménagement des municipalités. Le cadre réglementaire permet néanmoins d'adopter des mesures de protection de l'environnement et de contrôle des nuisances, dont le trafic routier, et précise les conditions de fin de vie des puits.

Encadré : Développements récents en Alberta

Depuis la conclusion des études légales mandatées par le Comité, un nouveau cadre législatif gouvernant l'industrie des hydrocarbures en Alberta a été instauré. Une analyse détaillée de ce nouveau cadre n'étant pas possible à ce stade des travaux du Comité, en voici un bref aperçu :

L'adoption du Responsible Energy Development Act (REDA) en juin 2013 a pour objectif principal d'assurer que les politiques énergétiques, la consultation publique et le régime de gouvernance entourant l'industrie des hydrocarbures sont efficaces et compétitifs, tout en assurant la sécurité publique, une bonne gestion environnementale et la conservation des ressources ainsi que les droits des propriétaires fonciers. C'est ainsi que l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) a été remplacée par l'Alberta Energy Regulator (AER) qui assume dorénavant toutes les responsabilités réglementaires pour tous les aspects des projets énergétiques tout au long de leur cycle de vie. Jadis, ces responsabilités étaient partagées parmi plusieurs ministères et bureaux du gouvernement provincial, et ce type d'organisation se prêtait mal à l'encadrement efficace et intégral de l'industrie.

Tout comme l'ancien ERCB, l'AER est une entité indépendante du gouvernement qui a l'autorité de prendre des décisions relatives aux demandes de projets et à tout autre aspect en lien avec les ressources énergétiques fossiles. Toutefois, à la différence de l'ERCB, les responsabilités adjudicatives de l'AER ont été séparées de ses responsabilités corporatives, opérationnelles et de gouvernance et transférées au bureau des commissaires des audiences.

L'AER assume ses nouvelles responsabilités en trois étapes transitionnelles. La première, instaurée en juin 2013, transférait les responsabilités de l'ERCB à l'AER et proclamait la mise en vigueur de certaines sections du REDA. De plus l'AER devient entièrement autofinancée par les frais qu'elle impose sur les puits et les mines de bitume et de charbon. La deuxième phase, introduite en novembre 2013, inclut le transfert à l'AER des responsabilités des fonctions géophysiques et de celles des terres publiques ainsi que la mise en place d'un nouveau registre où pourront être inscrits les contrats gré à gré entre un propriétaire foncier et une compagnie d'énergie. Ce registre, soit le Private Surface Agreements Registry (PSAR), permet à l'AER d'intervenir au nom d'un propriétaire foncier en cas de litige sur les obligations contractuelles d'une compagnie d'énergie envers un propriétaire foncier. De nouveaux règlements et processus sur la notification et l'engagement du public ont également été mis en place en novembre 2013.

La dernière phase sera achevée au printemps 2014 quand toutes les responsabilités en matière environnementale et celles en lien avec les ressources eaux auront été transférées à l'AER.

En parallèle, l'AER élabore en ce moment un cadre réglementaire pour le développement des ressources non conventionnelles (*Unconventional Regulatory Framework*, URF), qui est présentement en consultation publique. L'URF vise à assurer le développement ordonné des ressources non conventionnelles tout en minimisant les risques posés par les activités gazières et pétrolières à la conservation, la sécurité publique et l'environnement. En fait, l'URF se base sur une fondation réglementaire existante, mais en regard des particularités régionales, et elle demande la planification plus large du développement de la filière, de concert avec les communautés.

Nouveau-Brunswick

Fortement inspiré du modèle albertain, l'exploitation gazière sur le territoire d'une municipalité du Nouveau-Brunswick est néanmoins soumise à l'autorisation de la municipalité concernée. À défaut d'un accord, le forage doit être effectué à l'extérieur du périmètre d'urbanisation. C'est ainsi que sans avoir le pouvoir direct de réglementer l'industrie, la municipalité peut établir des conditions d'exploitation sur son territoire.

Les États américains

New York

L'État de New York a un long passé de production gazière et pétrolière. Le développement récent de l'industrie du gaz de schiste a néanmoins mis en évidence des risques environnementaux et sociaux qui ne sont pas pris en compte par le régime juridique actuel. Le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) a donc entrepris une analyse des impacts liés à l'industrie qui a débouché sur un moratoire en décembre 2010, le temps que les études d'impact soient achevées et qu'une nouvelle réglementation entre en vigueur. On comptait 6 157 puits sur le territoire[4] en 2011.

Dans l'État de New York comme dans le reste des États-Unis, la propriété du terrain n'est pas fragmentée entre le sol et le sous-sol, si bien qu'un opérateur doit s'entendre avec le propriétaire pour accéder aux ressources. Les baux consentis par les propriétaires prennent la forme de contrats d'adhésion. Quant aux terres publiques, elles peuvent aussi faire l'objet de baux dans la mesure où l'opérateur entame l'exploitation après la phase d'exploration.

En vertu de l'Environmental Conservation Law, c'est le NYSDEC qui encadre l'industrie du gaz de schiste dès le forage du puits en appliquant les exigences contenues dans les lois fédérales. La demande de permis de forage s'accompagne d'une évaluation environnementale, d'un programme de forage, d'un plan du site et de garanties financières pour indemniser l'État en cas de non-respect des conditions et de non-remise en état des lieux. Le State Environmental Quality Review permet au public de participer aux processus décisionnels de délivrance des permis. Les activités plus importantes requièrent une étude d'impacts et une consultation publique. Le promoteur doit aussi obtenir un permis relatif à la qualité de l'air préalablement à la construction des sources fixes d'émissions atmosphériques, appelé *preconstruction permit for stationary sources*, puis un permis pour les émissions atmosphériques à l'étape de l'exploitation. La fin des activités d'exploitation et la fermeture du puits font l'objet d'un avis et d'une demande de fermeture auprès du NYSDEC. On constate néanmoins que malgré cette obligation, l'industrie a négligé de fermer plus de 85 % des puits au cours des 25 dernières années.

Selon le Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement rendu public à l'automne 2011, la réglementation en développement devrait introduire de nouvelles obligations qui interviendront plus tôt dans le processus, de même que d'importantes restrictions relatives à la protection des ressources en eau. Il ne s'agit pas d'interdire l'activité, mais d'en prévenir et d'en atténuer les nuisances sur l'eau, l'air ou la biodiversité par des mesures appropriées. On estime que les retombées économiques seront très positives, même si l'industrie peut être problématique pour les plus petites localités mal équipées pour accueillir un haut degré d'activités. Si les

[4] Energy Information Administration (EIA), 2013 : www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_wells_s1_a.htm.

municipalités peuvent refuser de traiter les eaux usées de l'industrie, elles ne sont pas consultées ni dédommagées et leur pouvoir d'autoriser ou non l'installation de l'industrie reste incertain en vertu du Home Rule[5].

Pennsylvanie

L'industrie du gaz de schiste a connu un essor très important en Pennsylvanie ces dernières années, soutenue et encouragée par l'État. Encadrée par le régime réglementaire sur l'exploitation du charbon, elle a néanmoins suscité plusieurs problèmes écologiques et nourri des craintes au sein de la population. Sur la base d'études commandées en 2010, l'État a introduit des règles particulières aux puits de gaz non conventionnels, qui viennent s'ajouter au régime général. On compte 54 341 puits sur le territoire (EIA, 2013).

Le propriétaire foncier, dont le droit concerne à la fois la surface et le sous-sol, peut conclure un bail avec une société minière souhaitant y exploiter les ressources. Les baux consentis sur les terres de l'État sont cédés par appel d'offres au plus haut soumissionnaire par le Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources. Plusieurs organismes interviennent dans la réglementation des activités, mais c'est le Department of Environmental Protection qui est responsable de l'application de plusieurs lois qui mettent en œuvre le régime environnemental fédéral, notamment en matière de gestion des permis, de garanties, de forage, de fermeture et de restauration des sites de même qu'en matière de gestion des déchets solides.

D'importantes modifications ont été apportées à l'Oil and Gas Act après le dépôt du rapport de la Governor's Marcellus Shale Advisory Commission, en 2012. Ainsi, la construction des puits, la gestion des sites de forage, les obligations en matière d'information et les dommages aux routes sont soumis à des exigences plus sévères. Cependant ces modifications ont aussi restreint le pouvoir d'intervention des municipalités sur leur propre territoire. Le permis de forage doit être obtenu par le promoteur sur dépôt d'une garantie financière approuvée, d'un plan détaillé des lieux et d'une preuve que les avis requis ont été envoyés. Le Department of Environmental Protection doit approuver les demandes de permis dans les 45 jours suivant leur réception, avec ou sans condition, à moins qu'il n'ait une raison valable de les refuser. Par ailleurs, les prélèvements d'eau sont assujettis à de nouvelles exigences et procédures, et il existe une présomption de contamination des sources d'alimentation en eau situées à proximité d'un puits. La fermeture des puits requiert un avis préalable des autorités afin de leur permettre de surveiller les opérations. Les garanties financières sont retournées au promoteur une fois les opérations complétées dans le respect des exigences. Enfin, le promoteur doit soumettre un rapport relatif aux contaminants atmosphériques émis durant les opérations.

En vertu du Home Rule, les municipalités ont le droit d'adopter des règles concernant la gouvernance de leur territoire mais l'Oil and Gas Act a restreint ce pouvoir pour les activités gazières et pétrolières, non sans contestation de la part des municipalités qui ont porté ces dispositions devant les tribunaux. Certains de ces tribunaux ont conclu que les municipalités peuvent décider de l'emplacement d'un puits, sans pour autant avoir le pouvoir de prohiber entièrement l'exploitation de la ressource sur leur territoire.

Texas

Au Texas, le Home Rule a contribué à une importante diversité réglementaire sans compromettre le développement de l'industrie. Toute municipalité de plus de 5 000 habitants peut en effet adopter une charte qui lui confère le pouvoir de réglementer tout domaine qui n'est pas déjà réglementé par le gouvernement de l'État, le

[5] Aux États-Unis, le *Home Rule* donne aux municipalités une autonomie gouvernementale partielle relativement aux questions locales qui peuvent être gérées selon leurs propres chartes dans le respect de la constitution et des lois de l'État *(dictionary.reference.com)*.

Home Rule permettant de réglementer les activités sur le territoire en autant que les réglementations locales n'aillent pas à l'encontre des réglementations étatiques. On compte 100 966 puits sur le territoire (EIA, 2013).

La France

La situation en France comporte plusieurs similarités avec le cas québécois. L'industrie du gaz de schiste est assujettie à un régime minier ancien, centralisé et laissant peu de place aux consultations publiques, à la concertation avec les pouvoirs locaux et au dédommagement des populations ou des municipalités les plus touchées par les opérations.

Face aux contestations croissantes de l'industrie, le gouvernement a mandaté une première mission qui concluait en avril 2011 que les cadres législatif, réglementaire, fiscal et administratif de la France étaient inadaptés et difficilement applicables à cette nouvelle industrie. Un moratoire a été décrété le 13 juillet 2011 interdisant toute fracturation hydraulique et révoquant les permis d'exploration déjà accordés. L'abrogation des permis existants reposait sur l'exigence de déposer, dans les deux mois suivant la promulgation de la Loi du 13 juillet 2011, un rapport du promoteur expliquant les techniques utilisées. À défaut d'un rapport ou si la technique projetée était la fracturation hydraulique, le permis était abrogé.

En vue d'approfondir les connaissances, notamment par l'observation de forages expérimentaux, une commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux a été mise sur pied, mais elle n'est finalement jamais entrée en fonction. Le gouvernement a néanmoins lancé une mission complémentaire chargée de recenser les techniques de rechange à la fracturation hydraulique.

On a reproché à la France son manque de consultation, à la fois des industriels et de la société civile, dans sa décision de légiférer. Et dans le cadre du moratoire, la situation apparaît figée, au sens où le contexte se prête peu à des opérations de recherche et d'acquisition de connaissances.

Encadré : Le moratoire français

La Loi du 13 juillet 2011 interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique sur tout le territoire français. L'interdiction vise donc une technique, la fracturation hydraulique, plutôt que le développement de l'industrie à proprement parler. Cette loi abroge les permis exclusifs de recherche accordés selon le mécanisme suivant : le détenteur de permis devait remettre à l'autorité administrative ayant délivré le permis un rapport expliquant les techniques employées ou envisagées pour ses activités de recherche dans un délai de deux mois suivant la promulgation de la Loi. Si le rapport précise le recours actuel ou probable à la technique de fracturation hydraulique, ou dans le cas de non-remise du rapport, le permis exclusif de recherche est abrogé sans compensation.

3.2.2 L'encadrement de l'industrie du gaz de schiste au Québec

Les lois et règlements qui encadrent actuellement l'industrie du gaz de schiste au Québec concernent, d'une part, les droits et obligations de l'État et, d'autre part, ceux de l'industrie ainsi que les moyens mis à la disposition de la population pour qu'elle soit informée et puisse participer au processus décisionnel. Il faut se demander si les

mécanismes en place sont efficaces et effectifs, et s'ils permettent d'atteindre les objectifs fixés par l'État (étude L2-1).

Droits et obligations de l'administration publique

La Loi sur le développement durable et la Loi sur l'eau

Plusieurs textes législatifs à portée générale ont été adoptés postérieurement au régime juridique qui encadre l'industrie du gaz de schiste et, par conséquent, ce dernier n'en tient pas compte. La Loi sur le développement durable et, de façon plus précise encore, la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection ont une incidence sur l'industrie qui n'est pas pleinement intégrée dans son cadre réglementaire, qu'il s'agisse des principes pollueur-payeur et utilisateur-payeur ou encore des exigences de transparence et de participation publique.

La Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection (Loi sur l'eau) a été adoptée en 2009. Elle affirme que tant les eaux de surface que les eaux souterraines sont des ressources collectives, dont l'État est le gardien dans l'intérêt de la nation. Elle formule une série de principes qui recoupent ceux de la Loi sur le développement durable et confèrent à l'eau un statut particulier : le principe utilisateur-payeur, le principe de prévention, le principe de réparation et le principe de transparence et de participation. Chacun de ces principes se traduit par des droits et des devoirs pour les acteurs.

La Loi instaure un régime de responsabilité environnementale sans faute[6] en vertu duquel quiconque cause des dommages à l'eau peut être poursuivi au civil afin que la collectivité puisse obtenir réparation au moyen d'une remise en état, de mesures compensatoires ou du versement d'une indemnité. Elle introduit enfin un nouveau régime d'autorisation des prélèvements en eau (modification de la Loi sur la qualité de l'environnement) qui établit la priorité de la satisfaction des besoins de la population et la nécessité de concilier les besoins des écosystèmes aquatiques avec ceux des activités humaines. L'administration publique doit tenir compte non seulement des impacts environnementaux des prélèvements d'eau, mais aussi de leurs conséquences sur les droits d'utilisation des personnes et des municipalités. Le nouveau régime lui permet de prescrire des conditions et des restrictions aux prélèvements d'eau, voire d'interdire les prélèvements au-delà des exigences prévues par la réglementation, et de ne pas les autoriser si cela s'avère nécessaire pour protéger l'environnement. Enfin, le gouvernement peut faire cesser un prélèvement d'eau qui présente des risques pour la santé publique ou les écosystèmes sans égard à la loi ayant autorisé le prélèvement et sans indemnité.

Une responsabilité gouvernementale partagée

Le cadre législatif applicable à l'industrie du gaz de schiste fait intervenir plusieurs instances centralisées, chacune responsable de lois spécifiques, et ne prévoit pas de guichet unique ou de régime particulier. Le promoteur est responsable d'obtenir les autorisations et les permis requis selon l'évolution de son projet dans un système où l'arrimage entre l'autorisation de forage et de fracturation du MDDEFP et le bail d'exploitation du MRN peut s'avérer difficile. De façon générale, l'abondance des différents régimes nuit à la compréhension que les promoteurs ont de leurs obligations et à l'efficacité des mesures de protection de l'environnement.

[6] La Loi instaure un régime de protection environnementale en vertu duquel le Procureur général du Québec se voit reconnaître le droit d'entreprendre une action en justice, de nature civile, lui permettant de poursuivre, au nom de la collectivité, quiconque cause des dommages à l'eau, et cela sans égard à la présence ou non d'une faute, afin d'obtenir réparation au moyen d'une remise en l'état, de mesures compensatoires ou du versement d'une indemnité.

Encadré : Rôle et responsabilités du MRN et du MDDEFP – Exploration pétrolière et gazière

Le gouvernement du Québec a la responsabilité d'encadrer le secteur pétrolier et gazier. À cet égard, les travaux d'exploration sont suivis par le MRN et le MDDEFP. Le MRN et le MDDEFP collaborent afin d'assurer un suivi des activités d'exploration, chacun dans leurs champs de compétences respectifs.

Du côté du MRN, le suivi, le contrôle et les inspections s'attardent aux principales opérations liées à la construction d'un puits, notamment la pose et la cimentation des coffrages. Pour s'assurer de la conformité des travaux, des inspections se déroulent aux étapes critiques des activités de forage, de modification (réparations), de complétion ou de fermeture que le titulaire du permis de recherche peut effectuer en fonction des permis qui lui ont été octroyés en vertu de la Loi sur les Mines.

Le MDDEFP veille à la protection de l'environnement aux alentours du puits. Ainsi, le MDDEFP délivre des autorisations pour la réalisation de certains travaux et procède à des inspections pendant et après les travaux afin de veiller au respect de la Loi sur la qualité de l'environnement.

Le MRN, dont relèvent la Loi sur les mines et le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, a la charge d'accorder et de gérer les droits de propriété et d'usage des ressources minérales et énergétiques, d'assurer la sécurité énergétique et de favoriser l'exploration minière, pétrolière et gazière. La Loi et le Règlement régissent l'octroi des permis de recherche et de forage, des permis de complétion et de modification de puits, des permis de fermeture ainsi que les baux d'exploitation et les ententes de gré à gré avec le propriétaire des droits de surface. Le MRN est aussi responsable de l'application de la Loi sur les forêts et du Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État qui encadrent les autorisations de coupe de bois et d'aménagement des chemins d'accès forestiers dans les forêts du domaine de l'État. Par ailleurs il s'assure, grâce à ses normes techniques, de la sécurité, de la pérennité de la ressource et de la protection de l'environnement.

Le MDDEFP est pour sa part responsable de la protection de l'environnement, de la prévention de la pollution et de la lutte contre les changements climatiques. Il gère l'application des lois de protection de l'environnement en analysant les demandes d'autorisation et de permis de même qu'en assurant le suivi des activités. Le MDDEFP est responsable de l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement et de ses règlements, qui encadrent les prélèvements d'eau, les activités de forage et de fracturation, la gestion des fluides de forage et des eaux usées et la valorisation des boues, l'utilisation de torchères ainsi que la construction de gazoducs, la gestion des matières résiduelles, la qualité de l'air et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il est aussi responsable de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune et du Règlement sur les habitats fauniques qui encadrent les activités de prélèvement d'eau dans l'habitat du poisson de même que les travaux d'exploration dans les habitats fauniques. Enfin, en vertu de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel, le MDDEFP peut restreindre ou interdire certaines activités dans les aires protégées.

Pour tout projet situé en zone agricole, un permis doit aussi être obtenu auprès de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ). La Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles qui encadre l'utilisation du territoire agricole relève pour sa part du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ).

Tableau 3.2 : Rôle et responsabilités du MRN et du MDDEFP – Travaux en surface, tableau de répartition des responsabilités réglementaires

Responsabilités	Ministère responsable		Arrimage nécessaire
	MRN	MDDEFP	
Consultation du public			x
Caractérisation initiale de l'eau		x	x
Échantillonnage			
Étude hydrogéologique		x	
Caractérisation initiale du sol		x	x
Distance de séparation de :			
Puits d'approvisionnement		x	
Cours d'eau, lac, marais		x	
Habitations	x		
Routes	x		
Autres ouvrages (lignes électriques, cimetière, aéroport)	x		
Vérification initiale de la présence d'émanation d'hydrocarbures gazeux ou d'écoulements d'huile		x	x
Caractérisation initiale des hydrocarbures (analyse isotopique)		x	x
Caractérisation initiale de la géologie du site	x		x
Analyse de risques	x		x
Plan de gestion des risques	x		
Plan de mesures d'urgence	x		
Plan de prévention des déversements		x	
Plan de gestion des eaux		x	
Plan de gestion des résidus		x	
Mesures de mitigation en place pour protéger contre les déversements en surface :		x	
Membrane			
Dalots de récupération			
Matériel de récupération			
Contenants sous réservoirs produits			
Contenants sous les joints des conduites			
Réservoirs de carburants			
Bassins de fluides usés			
Site de dépôt des résidus solides			
Site de stationnement			
Mesures de protection contre l'érosion, protection du sol, drainage du site		x	
Mesures de mitigation bruit		x	
Mesures de mitigation transport		x	

Responsabilités	Ministère responsable		Arrimage nécessaire
	MRN	MDDEFP	
Mesure de mitigation émissions atmosphériques lors des travaux		x	
Torchère		x	
Normes de construction des bassins ou réservoirs		x	
Aménagements de puits d'observation		x	
Aménagement du *mouse hole*, du *rat hole*, du *ceilor*, du conducteur	x		
Aménagement des routes d'accès		x	
Architecture du puits : Prévisions des pressions interstitielles Résistance de la formation Pression de la boue Résistance des tubages	x		
Programme de boues de forage	x		
Produits utilisés pour les boues de forage et les fluides injectés : Produits autorisés pour le forage du tubage de surface Produits autorisés pour la cimentation Pour le forage des tubages subséquents Pour la réparation Pour la stimulation Pour la fracturation hydraulique		x	
Programmes de cimentation	x		
Opérations : Mise en place de barrières hydrauliques Appareil de forage Système anti-éruption Volumes de fluides de forage Tubages Cimentation Tests d'étanchéité des tubages Diagraphies Essais aux tiges Perforation des tubages Injection de fluides Essais d'écoulement Tête de puits Tube de production Isolation de la zone productive Évent du tubage de surface Autres espaces annulaires Valves de sécurité Clapet anti-retour	x		
Réservoirs de récupération des fluides (eau salée, gaz, huiles, condensas)		x	
Dégazeur	x		
Suivi des pressions dans le puits, évents	x		x

Responsabilités	Ministère responsable		Arrimage nécessaire
	MRN	MDDEFP	
Suivi des migrations de gaz sur le site		x	x
Tests d'intégrité du puits	x		
Inspection de la tête de puits	x		
Fermeture temporaire :	x		
Bouchons mécaniques			
Fluide anticorrosion			
Sécurisation du site			
Enlèvement des résidus			
Délais			
Inspections			
Fermeture définitive :	x		
Inspection préalable du site		x	
Caractérisation préalable de l'eau, du sol		x	x
Étanchéité du puits			
Réparations			
Mise en place des bouchons			
Vérification des bouchons			
Inspectons visuelle avant de couper les tubages			
Remise en état du site		x	
Suivi après fermeture		x	x
Restauration, décontamination du site		x	x
Réparations du puits	x		
Assurance et caution	x		

Sources : MRN et MDDEFP

La planification et l'aménagement du territoire

Le législateur québécois délègue aux instances municipales et régionales des responsabilités et pouvoirs de réglementation en matière d'aménagement du territoire, d'urbanisme et d'environnement. La législation minière en vigueur jusqu'à la fin de 2012 donnait néanmoins préséance aux activités minières sur les instruments régionaux et locaux d'aménagement du territoire et d'urbanisme. Cette préséance, le *free mining*, ne permet pas de prendre en considération les autres usages possibles du territoire ou de tenir compte des mécanismes de planification du territoire. De plus, cette préséance est appliquée en dépit des droits constitutionnels des Autochtones et du devoir de consultation de la Couronne, ce qui soulève des conflits d'usage.

Les projets d'exploration ou d'exploitation gaziers situés en zone agricole doivent obtenir auprès de la CPTAQ une autorisation pour utiliser le territoire à des fins autres qu'agricoles, laquelle peut être assortie de mesures d'atténuation et de remise en état des lieux. En octobre 2010, 29 décisions avaient été rendues par cette instance concernant l'industrie du gaz de schiste, dont aucun refus[7]. Enfin, l'exploitation gazière est interdite ou contrôlée dans certains espaces protégés en vertu de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel. Pourtant, le régime de

[7] Entre 2002 et 2013, neuf compagnies ont déposé un total de 58 demandes de forage de puits ou de maintien de puits auprès de la CPTAQ, qui en a autorisé 57. Quant aux 12 demandes visant l'installation de gazoducs et de conduites de raccordement, une majorité a fait l'objet d'une acceptation dans leur intégralité de la part de la CPTAQ.

certaines aires protégées tend à permettre des activités d'exploration sans tenir compte de la particularité des techniques de forage de l'industrie du gaz de schiste.

La stratégie énergétique et la réduction des gaz à effet de serre

Dans sa stratégie énergétique 2006-2015, le gouvernement souhaite renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie, mais laisse ouverte la possibilité de développer toute filière sans préciser les modes de gestion des impacts environnementaux. Pourtant, le gouvernement s'est aussi doté en 2006 d'un plan d'action de lutte contre les changements climatiques fixant à 20 % sous le niveau de l'année 1990 la cible de réduction des gaz à effet de serre d'ici 2020. Il suppose que les outils de planification et d'aide à la décision seront adaptés au contexte des changements climatiques.

L'industrie

La Loi sur les mines, qui constitue l'essentiel du cadre juridique applicable à l'industrie du gaz de schiste, reflète un contexte historique auquel répondaient les principes de domanialité des ressources naturelles, c'est-à-dire leur appartenance à l'État, ainsi que de divisibilité du sol et du sous-sol, et qui favorisait la mise en valeur des ressources. En vertu du régime minier, la surface appartient au propriétaire du sol et le sous-sol est du domaine de l'État. Les titres miniers sont donc susceptibles d'être cédés à une personne autre que le propriétaire foncier. Cette divisibilité constitue une dérogation à la règle de droit commun établie par le Code civil voulant que la propriété du dessus englobe celle du du dessous. La Loi établit par ailleurs des régimes distincts pour le pétrole, le gaz naturel et la saumure, d'une part, et les autres minéraux, d'autre part, même si plusieurs règles sont communes aux deux catégories. En vertu de la divisibilité du sol et du sous-sol, aucun droit n'est exigible de la part du propriétaire du sol pour les ressources extraites dans son sous-sol; c'est à l'État que sont versées des redevances. L'exploitation des ressources en sous-sol suppose néanmoins de négocier un accès avec les propriétaires superficiaires, démarche qui peut toutefois être contournée grâce à la technique de forage horizontal. Contrairement aux États-Unis où les propriétaires du sol sont aussi propriétaires du sous-sol, les particuliers au Québec voient par conséquent peu d'intérêt à accueillir l'industrie extractive dans leur milieu.

Les titulaires de droits miniers disposent de deux options pour avoir accès au terrain où se situe le gisement : la négociation d'un accord avec le propriétaire superficiaire, incluant les modalités d'accès, les mesures d'atténuation et les compensations pour pertes d'usage ainsi que les frais encourus, ou le recours à l'expropriation sur autorisation du gouvernement. Si un tel recours n'est plus guère utilisé, le BAPE a suggéré que les négociations entre parties soient par contre balisées par une entente cadre incluant un bail type susceptible de guider les particuliers dans leurs négociations avec les opérateurs économiques.

La phase exploratoire

Lors de la phase exploratoire, le principal permis à obtenir est le permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain octroyé par le MRN qui autorise plusieurs activités, à l'exception du forage et de la facturation hydraulique qui nécessitent d'autres autorisations. Ce permis, qui concerne un maximum de 25 000 hectares pour une durée maximale de cinq ans, est délivré sur la base du premier arrivé, premier servi à celui qui satisfait aux exigences et acquitte les droits annuels fixés par règlement. Le titulaire du permis s'engage à réaliser des travaux exploratoires pour un montant minimum obligatoire ou à verser ce montant au ministère.

L'entreprise doit obtenir un permis spécifique de levé géophysique en vue de réaliser des activités géophysiques permettant d'acquérir des connaissances sur les structures et les formations géologiques.

Le forage d'un puits nécessite également un permis spécifique assorti de plusieurs conditions et garanties telles qu'une assurance responsabilité civile. Par ailleurs, en vertu de l'article 22 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, le forage doit respecter des normes de distance et est interdit dans certaines zones. Le titulaire du permis doit respecter de nombreuses prescriptions techniques et doit obtenir une autorisation particulière du MRN dans le cas de la fracturation hydraulique : le permis de complétion doit démontrer que les travaux seront réalisés conformément aux règles de l'art de manière à assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource.

Malgré ces récentes modifications, la législation minière ne prend pas en considération les particularités des activités exploratoires de l'industrie du gaz de schiste, notamment la technique de forage horizontal. Les normes ne précisent pas que les distances prescrites, par exemple, s'appliquent tout autant aux forages verticaux qu'aux forages horizontaux. De plus, en raison de l'abolition d'une distinction entre les différents permis de recherche, les détenteurs de permis de recherche de réservoirs souterrains sont désormais réputés détenir un permis de recherche de pétrole et de gaz naturel sans frais supplémentaires.

Les garanties d'exécution imposées par la loi sont critiquées, notamment parce qu'en plus d'être insuffisantes en regard du coût réel des opérations, l'entreprise peut regrouper ses dépenses sous un seul permis ou les reporter aux années suivantes si elles excèdent les coûts minima requis, réduisant d'autant les investissements effectués en contrepartie de l'octroi du permis. De plus, le montant de la police d'assurance responsabilité n'a pas été revu depuis l'entrée en vigueur du Règlement en 1988.

Plus fondamentalement, la distinction entre l'exploration et l'exploitation paraît mal adaptée à l'industrie du gaz de schiste puisqu'en pratique, c'est l'activité de fracturation effectuée avant la délivrance du bail d'exploitation par le MRN qui libère le gaz et le fait remonter à la surface. Or, le gaz recueilli pendant la phase d'exploration n'est sujet à aucune redevance. Le coût des permis et des autorisations devrait refléter les coûts du régime administratif de surveillance et de contrôle des activités d'exploration. Enfin, le cadre législatif ne prévoit ni consultation des communautés autochtones ni régime de compensation pour les personnes, organismes ou municipalités qui subissent les inconvénients des activités ou pour la dégradation de l'environnement, en dehors de l'exercice du droit de propriété.

D'autres autorisations doivent être obtenues du MDDEFP pour certaines activités d'exploration en vertu de la LQE. Le premier régime est le certificat d'autorisation de l'article 22 requis avant de réaliser certaines opérations, tant à l'étape de l'exploration qu'à l'étape de l'exploitation. Le second régime, prévu par l'article 31.1 de cette même loi, exige que, dans le cas des ouvrages susceptibles d'avoir des impacts significatifs sur l'environnement, soit réalisée une étude d'impact sur l'environnement susceptible de faire l'objet d'une consultation publique sous l'égide du BAPE. Toutefois, les travaux qui relèvent du Règlement sur le pétrole, le gaz, la saumure et les réservoirs souterrains sont expressément exclus de cette procédure, tandis que le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement soustrait de l'application de l'article 22 les activités d'exploration telles que les travaux de jalonnement d'un claim et les levés géophysiques, géologiques ou géochimiques autorisés en vertu de la Loi sur les mines. Ce n'est que le 10 juin 2011 qu'une exception relatives aux opérations du gaz de schiste a été prévue à cette exemption par un décret gouvernemental, les assujettissant dorénavant aux exigences d'autorisation de l'article 22 de la LQE. Cette demande d'autorisation doit être précédée d'une procédure d'information et de consultation du public et des municipalités concernées à l'occasion de laquelle l'opérateur doit leur présenter son projet et recueillir leurs commentaires.

Le 10 juin 2011 est aussi entré en vigueur le Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de facturation de puits gaziers ou pétroliers qui impose à tous les titulaires de certificats d'autorisation ou ayant effectué des travaux sans certificat de transmettre certains renseignements,

même confidentiels, relatifs aux techniques utilisées, à la gestion de l'eau, aux zones sensibles, aux matières résiduelles, etc. Une autre autorisation préalable concernant la gestion des boues de forage est requise en vertu de l'article 22 de la LQE.

Si la source d'approvisionnement en eau nécessaire à l'opération de forage hydraulique est souterraine, l'article 32 de la LQE et l'article 31 du Règlement sur le captage des eaux souterraines (RCES) s'appliquent et une autorisation préalable de captage est alors requise. Si cette source est en surface, l'entreprise doit obtenir un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE. Dans les deux cas, l'exigence d'autorisation s'applique aux prélèvements journaliers de 75 000 litres et plus. Par ailleurs, tout prélèvement doit être comptabilisé et déclaré en vertu du Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau, et une redevance sur l'eau est exigible depuis 2011 pour les prélèvements dépassant un certain volume. Lorsqu'il choisit de traiter ses eaux usées, l'opérateur doit aussi obtenir une autorisation en vertu de l'article 32 de la LQE.

Enfin, la mise en place d'une torchère après la fracturation du puits qui sera éventuellement raccordé à un réseau nécessite l'obtention d'une autorisation en vertu de l'article 48 de la LQE.

La portée du régime juridique concernant l'exploration semble limitée, d'autant plus que la nouvelle obligation d'obtenir une autorisation préalable ne s'applique qu'aux forages dans le shale et non à tous les forages. De plus, les obligations s'appliquent puits par puits, sans vue d'ensemble ni perspective des équipements de liaison susceptibles d'être installés. Les permis et les autorisations sont délivrés par des autorités aux vocations différentes, sans réelle coordination, ce qui rend difficile la compréhension du régime par les opérateurs, nuit à l'efficacité de l'encadrement administratif et freine l'intégration des préoccupations environnementales, économiques et sociales.

Encadré : Loi limitant les activités pétrolières et gazières (projet de loi 18)

Outre les lois examinées dans le cadre des études légales, certaines autres lois présentent un intérêt pour comprendre l'encadrement des activés gazières au Québec. Par exemple, le 13 juin 2011, la Loi limitant les activités pétrolières et gazières (LLAPG) entrait en vigueur.

Cette loi vient, dans un premier temps, interdire l'activité pétrolière et gazière dans la partie (zone) du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles qui s'y trouvent. Dans un deuxième temps, cette même loi suspend la période de validité de tous les permis de recherche en vigueur sur le territoire québécois, et ce, tel que le permet l'article 169.2 de la Loi sur les mines sans toutefois exempter le titulaire du paiement des droits annuels. Enfin, la LLAPG exempte le titulaire d'un permis de recherche de son obligation de réaliser les travaux requis selon Loi sur les mines.

Lors de la mise en vigueur de la LLAPG, ces deux dernières mesures avaient comme objectif d'assurer la continuité de l'engagement du gouvernement du Québec de donner suite à la recommandation principale du rapport du BAPE portant sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec en réalisant une ÉES en milieu terrestre, dont la durée prévue initialement était de 18 à 30 mois. La suspension de la période de validité des permis de recherche et l'exemption de travaux instaurés par la LLAPG sont valables jusqu'à la date déterminée par le ministre, laquelle ne peut excéder le 13 juin 2014, comme mentionné à l'article 3 de cette même loi.

Source : MRN

L'exploitation

Lorsque les travaux d'exploration confirment la présence d'un gisement exploitable, l'entreprise en informe le gouvernement en vue de conclure un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel avec le MRN. D'une durée initiale de vingt ans, le bail peut être renouvelé à trois reprises pour des périodes de dix ans. Le bail confère le droit de vendre le gaz extrait du gisement et une redevance est exigible mensuellement.

À moins de dépasser un certain gabarit, le système de collecte du gaz naturel n'est assujetti à aucune autorisation que ce soit en vertu du régime minier ou des législations à vocation environnementale. Par ailleurs, le régime actuel n'encadre pas les activités de camionnage associées à l'industrie.

La Loi sur la Régie de l'énergie instaure un cadre concernant les tarifs ainsi que la fourniture, le transport, la distribution et l'emmagasinage du gaz naturel et elle octroie des droits exclusifs de distribution du gaz naturel. Elle prévoit aussi un régime de financement des actions de réduction des gaz à effet de serre alimenté par les distributeurs de gaz naturel, de carburants et de combustibles.

Une série d'autorisations peuvent être requises de la part du MDDEFP lors de la phase d'exploitation. Le certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la LQE dès la phase d'exploration demeure valide pendant la période d'exploitation, et ce, jusqu'à la fermeture du puits. Il peut devoir être modifié si les conditions changent, tandis que tout nouveau forage ou fracturation nécessitera un nouveau certificat d'autorisation.

Les impacts de l'industrie du gaz de schiste sur les ressources en eau sont régis par la Loi sur les mines ainsi que par la Loi sur la qualité de l'environnement. La Loi sur les mines prévoit des distances séparatrices de même que des normes opérationnelles, tandis que la LQE instaure des régimes d'autorisation des prélèvements d'eau et de gestion des eaux usées. Lorsqu'ils entreront en vigueur, la Loi sur l'eau et le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection simplifieront le droit applicable aux prélèvements d'eau en instaurant un seul régime qui remplacera les autorisations actuellement requises en vertu des articles 22 et 32 de la LQE. Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains requiert que le titulaire d'un permis de forage entrepose les boues dans une structure étanche et les traite ensuite conformément aux dispositions de la LQE et des règlements afférents. Par ailleurs, l'utilisation des ressources en eau est sujette à des exigences de transparence et s'inscrit dans des mécanismes de gouvernance où intervient le public.

La protection de la ressource en eau fait donc l'objet de deux règlements relevant de lois différentes qui sont du ressort de ministères distincts. De plus, la protection des eaux souterraines est tributaire de leur potentiel de servir de source d'approvisionnement. Les contrôles exigés par le Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains visant l'extraction de pétrole et de gaz n'ont pas encore été utilisés. On peut supposer que les dispositions concernant les distances séparatrices concernent tous les types de forage, mais on ne précise pas clairement qu'elles concernent à la fois les forages verticaux et les forages horizontaux. Le nouveau régime d'autorisation en matière de prélèvement d'eau harmonise les exigences applicables aux prélèvements des eaux souterraines et de surface, et il prend en considération les volumes d'eau tout en instaurant des redevances. Par ailleurs, les changements climatiques requièrent de revoir les aires de protection et les distances d'éloignement basées sur les fréquences historiques de grandes crues.

L'industrie du gaz de schiste génère des émissions atmosphériques sujettes à un régime législatif général concernant la qualité de l'air, soit le Règlement sur la qualité de l'atmosphère et le Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère appelé à le remplacer, qui établit une performance minimale en matière d'émissions. Par ailleurs, le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère prévoit des

seuils d'émissions de gaz à effet de serre au-delà desquels s'applique une obligation de déclaration à l'échelle de l'entreprise.

Les particularités de l'industrie du gaz de schiste sont mal appréhendées par la distinction actuelle du droit minier entre exploration et exploitation, ce qui confère un statut inadéquat à des forages qui devraient être reconnus comme des activités d'exploitation et, par conséquent, être assujettis au régime, notamment fiscal, approprié. Les mécanismes d'autorisation ne tiennent pas compte de certaines activités inhérentes à l'industrie, telles que le camionnage, tandis qu'aucun mécanisme ne prévoit l'indemnisation, par l'entreprise, des collectivités qui doivent assumer des coûts d'infrastructure supplémentaires du fait de ses activités. Enfin, la coordination entre le bail d'exploitation octroyé par le MRN et le certificat d'autorisation délivré par le MDDEFP est difficile et il revient au promoteur de présenter les différentes demandes aux moments requis.

La fermeture et l'abandon

Une demande d'autorisation de fermeture définitive doit être présentée au MRN une fois l'exploitation d'un puits terminée. Le ministre peut exiger que des mesures de protection soient prises et les faire exécuter aux frais de l'entreprise si elle ne se conforme pas à ses exigences. En vertu de la Loi sur les mines, une entreprise peut aussi abandonner son permis de recherche ou son bail d'exploitation et être libérée de ses obligations si les travaux de fermeture sont réalisés à la satisfaction du MRN et après avoir consulté le ministre du MDDEFP. Le certificat de fermeture a pour effet de transférer la responsabilité de la sécurité du puits au gouvernement. La garantie financière exigée à l'occasion de la demande de permis est maintenue jusqu'à ce que les opérations de fermeture soient terminées et sert à couvrir les frais si le puits devenait orphelin. Aucune matière résiduelle ne peut être laissée sur place et une étude de caractérisation du site doit être réalisée dans les six mois suivant la fin des activités d'extraction. Dans le cas de présence de contaminants, un plan de réhabilitation doit être présenté au MDDEFP. Par ailleurs, la CPTAQ peut exiger une remise en état d'un site établi en zone agricole au moment où elle accorde son autorisation. Sur les autres territoires, le bail peut prévoir la remise en état du site.

Les exigences relatives à l'état de l'art à l'occasion de la fermeture temporaire d'un puits ne sont pas réitérées pour les fermetures définitives. De plus, le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains n'exige pas la fermeture d'un puits après l'arrêt des travaux de forage ou de complétion, et le ministre ne peut exiger l'application de mesures particulières lors de la fermeture d'un puits. Aucun comité de suivi ou examen indépendant n'est prévu lors des opérations, incluant l'étape de la fermeture. Enfin, la Loi sur les mines libère l'entreprise de la garantie financière exigible lorsque le montant cumulatif des redevances atteint le montant de la garantie, forçant donc l'État à couvrir les frais dans le cas où le puits deviendrait orphelin.

La population

L'accès à l'information

Plusieurs mécanismes d'information ont été introduits dès 1978 dans la Loi sur la qualité de l'environnement, auxquels s'ajoutent des droits d'accès aux documents publics. La Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection prévoit également l'accès aux informations que les autorités publiques détiennent concernant les ressources en eau. En 2011, de nouvelles exigences de divulgation au MDDEFP ont été introduites spécifiquement à l'intention de l'industrie du gaz de schiste par le Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers, informations qui ne sont toutefois pas nécessairement accessibles au public. Au même moment, néanmoins, le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement a introduit des obligations particulières

en matière d'information et de consultation du public destinées à l'industrie du gaz de schiste dans le cadre de la procédure de délivrance du certificat d'autorisation. Ces obligations ne s'appliquent toutefois qu'aux forages gaziers et pétroliers réalisés « dans le shale ».

La pratique montre que, à moins d'y être autorisée par l'entreprise concernée, le MDDEFP refuse de divulguer les informations relatives aux produits utilisés à l'occasion des forages sur la base des articles 23 et 24 de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels, même s'il s'agit vraisemblablement de contaminants au sens de l'article 118.4 de la LQE, et qui sont par conséquent sujets aux droits du public à obtenir des informations.

La Loi sur l'impôt minier et la Loi sur les mines instaurent également un régime confidentiel à l'égard des droits versés à l'État et autres informations, si bien qu'il est impossible pour le public de connaître l'ampleur des travaux de restauration, des mesures préventives ou des efforts de protection du milieu humain et naturel qui sont prévus.

Sans les informations pertinentes, les particuliers ne sont pas en mesure d'exercer leur droit à la qualité de l'environnement ni d'exiger de justes compensations ou encore un renforcement des mesures de protection et de sécurité.

La consultation et la participation

À la consultation publique prévue à l'occasion de la délivrance du certificat d'autorisation pour le forage d'un puits ou une opération de fracturation dans le shale s'ajoutent plusieurs procédures de consultation requises dans des cas particuliers. Certains ouvrages sont assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement qui peut entraîner la tenue d'audiences publiques menées par le BAPE. La Commission de la protection du territoire agricole peut aussi tenir des audiences publiques pour obtenir des commentaires relativement à une demande d'utilisation d'un territoire à des fins autres que l'agriculture. Enfin, la Régie de l'énergie doit tenir des audiences lorsqu'elle fixe les tarifs du gaz naturel et étudie une demande de droit exclusif de distribution du gaz, ou encore si le ministre en fait la demande, et elle peut tenir une audience pour toute question relevant de sa compétence.

De façon générale, le public est peu consulté et participe peu au processus d'autorisation d'un permis d'exploration ou d'exploitation. Pour diverses raisons, les procédures existantes du BAPE et d'autres instances sont peu mobilisées dans le cadre de l'industrie. Même celles prévues par la nouvelle procédure d'information et de consultation en vertu de l'article 22 de la LQE demeurent limitées et leur utilisation devrait faire l'objet d'un suivi.

Le développement de l'industrie du gaz de schiste vise des territoires peu occupés par les Autochtones. Mais s'il devait s'étendre à des terres faisant l'objet de revendications, la Couronne a des obligations particulières de consultation envers ces communautés, si bien que le gouvernement pourrait devoir les consulter. Il faut aussi préciser que la nouvelle procédure d'information et de consultation du public introduite en vertu de l'article 22 de la LQE ne se substitue pas aux obligations de consultation de la Couronne. Le peuple autochtone titulaire d'un droit ancestral a le droit d'occuper et d'utiliser de façon exclusive un territoire et les ressources naturelles qui s'y trouvent, incluant les ressources minérales, et a le pouvoir d'en choisir les affectations. Pourtant, les législations minières et environnementales demeurent silencieuses en matière de consultation des peuples autochtones, et le régime minier autorise l'acquisition de permis sur des terres grevées de droits ancestraux, ce qui pourrait susciter des conflits avec les droits de ces peuples.

Les recours

Les particuliers peuvent recourir à l'injonction ou réclamer la réparation dans le cas de dommages causés par l'industrie, et ce, même en l'absence de faute ou d'activités illégales. Même s'il est muni des autorisations nécessaires et qu'il respecte ses obligations légales, un opérateur peut donc être poursuivi relativement aux nuisances excessives qu'il causerait au voisinage. Les particuliers peuvent aussi se prévaloir de leur droit à la qualité de l'environnement, mais dans les limites prévues par la loi. Dans ce cas, le promoteur respectant ses procédures et obligations légales est généralement à l'abri de ces recours.

Si le MDDEFP ou le MRN n'appliquent pas la législation et la réglementation relatives à l'environnement, un recours en dommage peut être pris contre le promoteur et le ministère concerné. C'est pourquoi il serait pertinent que les droits à l'environnement conférés aux particuliers par l'article 19.1 de la LQE et l'article 46.1 de la Charte des droits et libertés de la personne soient pris en compte lors de l'examen des demandes d'autorisation et de permis.

3.2.3 Les scénarios potentiels d'encadrement de l'industrie au Québec

Les scénarios d'encadrement de l'industrie (étude L3-1) ont été élaborés en fonction de deux grandes hypothèses : une interdiction de développement ou un développement qui peut se décliner selon différentes intensités (étude P-1).

Aucun développement : adoption d'une loi édictant un moratoire pour une durée de 25 ans

Le scénario d'encadrement juridique envisagé pour interdire les activités de l'industrie repose principalement sur l'adoption d'une loi moratoire interdisant l'exploration et l'exploitation gazière du shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent. Ce scénario suppose qu'aucun forage pour la recherche gazière dans le shale d'Utica ne sera effectué sur un horizon de 25 ans, mais il doit tenir compte du fait que 28 puits ont déjà été forés, dont 18 fracturés, et que des permis d'exploration ont été octroyés conformément à la législation en vigueur. Il se distingue par ailleurs du moratoire temporaire annoncé par le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs le 6 février 2013, puisqu'il suppose une interdiction de l'industrie sur un horizon de 25 ans, ce qui correspond à un moratoire à long terme que l'on peut qualifier de « permanent ». Un tel moratoire requiert de préciser les droits et obligations de chaque intervenant.

Encadré : Projet de loi 37

Outre les lois examinées dans le cadre des études légales, certaines autres lois présentent un intérêt pour comprendre l'encadrement des activés gazières au Québec. Par exemple, le projet de loi 37 prévoit un moratoire pour interdire les forages, les opérations de fracturation et les essais d'injectivité destinés à rechercher ou à exploiter du gaz naturel dans le shale sur le territoire des municipalités situées principalement dans les basses terres du Saint-Laurent. Ce moratoire sera effectif jusqu'à l'entrée en vigueur d'une loi établissant de nouvelles règles pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures ou pour une période maximale de cinq ans.

Source : MRN

Une loi moratoire interdisant le développement de l'industrie du gaz de schiste pourrait s'inspirer de la récente Loi limitant les activités pétrolières et gazières adoptée par l'Assemblée nationale en juin 2011 qui interdit les travaux d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans la partie du fleuve située en amont de la pointe ouest de l'île d'Anticosti ainsi que sur toutes les îles de ce secteur[8]. Une telle loi révoquerait les droits miniers relatifs à la recherche gazière dans le shale d'Utica sans compensation ni indemnité de la part de l'État. En 2010, 121 permis d'exploration détenus par une douzaine d'entreprises étaient en vigueur (étude P-1). Bien qu'une loi de l'Assemblée nationale ne puisse garantir que le gouvernement ne fasse l'objet de poursuites, il s'agit de l'outil législatif le plus susceptible de mettre le gouvernement à l'abri de tels recours.

Étant donné l'existence de puits, dont certains fracturés, une loi moratoire devrait aussi prévoir des mesures de suivi de l'état des puits, précisant les responsabilités en cas de fuite, de contamination de l'eau ou de l'air en appliquant le principe de pollueur-payeur. L'élaboration de ces mesures suppose de procéder au préalable à un inventaire complet, détaillé et public de l'état des puits existants.

Un moratoire peut être instauré sans que soit modifiée la législation minière et environnementale applicable à l'industrie du gaz de schiste. S'il s'inspirait de l'expérience française, le moratoire pourrait n'interdire que la fracturation hydraulique à haut volume et permettre un développement de l'industrie fondé sur d'autres techniques de même que la valorisation d'autres types d'hydrocarbures.

Un développement d'intensité faible à élevée : encadrement par directive, règlement ou loi

Qu'il soit faible ou élevé, le développement de l'industrie suppose un encadrement de ses activités. Trois moyens complémentaires sont envisagés : une directive administrative, un règlement et une loi. Une directive permettrait de simplifier l'organisation administrative et de faciliter l'application des obligations environnementales aux activités de développement de l'industrie du gaz de schiste. Un règlement environnemental particulier permettrait d'intégrer dans un seul texte l'ensemble des exigences applicables à l'industrie et fournirait aux promoteurs un portrait clair de leurs obligations environnementales. Une loi consacrée aux hydrocarbures permettrait de moderniser l'encadrement des activités d'exploration et d'exploitation des ressources gazières qui relèvent actuellement de la Loi sur les mines. Ces textes supposent aussi la modification d'autres dispositions législatives et réglementaires[9].

Nouvelle directive administrative du MDDEFP

L'idée d'une directive spécifique à l'industrie du gaz de schiste s'inspire de la Directive 019[10] sur l'industrie minière et de la proposition du BAPE (BAPE, 2011) voulant que l'ensemble des enjeux environnementaux d'un projet

[8] Loi limitant les activités pétrolières et gazières, L.R.Q., 2011, chapitre 13. À noter que le 4 octobre 2013, l'entreprise Lone Pine Resources déposait un avis d'arbitrage au gouvernement du Canada en vertu du chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA). L'avis d'arbitrage allègue que la sanction, le 13 juin 2011, du projet de loi 18 limitant les activités pétrolières et gazières dans la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans cette partie du fleuve contrevient aux obligations contenues aux articles 1105 (norme minimale de traitement) et 1110 (expropriation) de l'ALÉNA. L'entreprise, qui œuvre dans le secteur de l'exploitation gazière et pétrolière, réclame une compensation d'au moins 250 millions de dollars canadiens. Source : MRN, 2013.

[9] La Loi sur la qualité de l'environnement, le Règlement d'application de la Loi sur la qualité de l'environnement, le Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers, la Loi sur la conservation du patrimoine naturel et le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.

[10] La Directive 019 sur l'industrie minière est utilisée pour l'analyse des projets miniers exigeant la délivrance d'un certificat d'autorisation en vertu de la LQE. Elle est également utilisée pour les projets assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue aux articles 31.1 et suivants de la LQE.

soient considérés dans le cadre d'un même processus d'autorisation. La directive devrait donc couvrir non seulement le certificat d'autorisation, mais aussi les autres autorisations et obligations environnementales prescrites par les lois et règlements.

Actuellement, le cadre législatif applicable à l'industrie du gaz de schiste fait intervenir plusieurs régimes d'autorisation. Il s'avère difficile à comprendre, tant pour les promoteurs que pour la population, et sa complexité nuit à l'efficacité des interventions de l'administration publique.

De même nature qu'une politique, la directive peut être élaborée par le MDDEFP en vertu de son pouvoir de direction et à l'instar de la directive actuelle sur les mines. À moins d'être prévue par une loi, ce qui lui conférerait le statut de règlement, elle n'a pas de caractère normatif et contraignant. Elle a plutôt pour objectif de baliser le pouvoir discrétionnaire en proposant une procédure uniforme aux fonctionnaires et aux promoteurs. Contrairement à une nouvelle loi ou à un nouveau règlement, l'élaboration d'une directive ne modifie pas le régime juridique : elle ne peut prévoir de nouvelles obligations ni affecter les droits existants.

Élaborée par le MDDEFP, une nouvelle directive s'avère une intervention simple et peu coûteuse permettant de préciser les obligations environnementales et l'encadrement applicables à l'industrie, et de simplifier les démarches que les promoteurs doivent faire auprès du MDDEFP.

Une directive spécifique à l'industrie du gaz de schiste aurait pour objectif de rappeler l'ensemble des obligations environnementales (en les présentant dans l'ordre de déroulement du projet), d'en simplifier l'administration, d'uniformiser le traitement des demandes et d'inviter les promoteurs à présenter leur projet au MDDEFP dès l'étape d'aménagement du site et de la route d'accès.

Encadré : Obligations à rappeler dans le cadre d'une directive

- Obtenir un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE.
- Informer et consulter le public.
- Transmettre des renseignements et des documents à l'appui de la demande ainsi qu'en vertu du Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers.
- Obtenir les autorisations requises de l'administration publique avant de prélever des eaux, d'installer des dispositifs de traitement des eaux usées, d'utiliser une torchère et de réaliser les activités de caractérisation et de réhabilitation requises par la LQE et sa réglementation, ainsi que les conditions à respecter en matière de protection de la biodiversité, des habitats et des aires protégées.

Encadré : Lois et règlements sous la direction du MDDEFP contenant des conditions et des obligations pour l'industrie

- Loi sur la qualité de l'environnement
- Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement
- Règlement sur le captage de l'eau souterraine
- Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement
- Loi sur les espèces menacées ou vulnérables
- Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune
- Loi sur la conservation du patrimoine naturel
- Loi sur la protection des arbres

Encadré : Composantes d'une directive

Aménagement du site d'exploration

Construction des routes d'accès
Préparation du terrain
Installation des équipements

Forage

Forage, installation et cimentation des tubages

Complétion du puits

Préparation du puits
Fracturation
Essais de production

Activités inhérentes aux activités de développement du gaz de schiste

Prélèvements d'eau :
- Conditions de prélèvement
- Mesures de réduction à la source (récupérer et réutiliser)

Gestion et traitement des eaux usées sur place et hors site :
- Contrôle des sources de contamination (intrants de forage et de fracturation)
- Traitement des eaux usées

Installation d'équipements de brûlage des gaz
Gestion des matières premières et des produits chimiques utilisés
Gestion des matières résiduelles
Suivi de l'ensemble des opérations

Remise en état des lieux et les opérations de fermeture

Nouveau règlement environnemental

Un nouveau règlement, jumelé à une directive ministérielle dont il alimenterait le contenu, pourrait prévoir un régime spécifique à l'industrie du gaz de schiste sans pour autant modifier l'ensemble du cadre réglementaire qui s'applique actuellement à l'industrie.

Le règlement permettrait tout d'abord de regrouper, puis de refondre en les modernisant et en les intégrant, les diverses exigences environnementales applicables à l'industrie, ce qui en simplifierait d'autant la compréhension et l'administration. Cette refonte serait l'occasion de simplifier la démarche et de la rendre plus prévisible : le nombre d'autorisations et de permis requis pourrait être réduit en les intégrant dans un même certificat d'autorisation et d'exploitation exigé plus en amont du processus. Ce règlement devrait être élaboré en concertation avec les acteurs et avoir pour but de réduire les impacts négatifs de l'industrie sur l'environnement et les communautés d'accueil, en resserrant les normes existantes et en introduisant de nouvelles obligations. Il devrait intégrer les principes de la Loi sur le développement durable ainsi que de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection, hausser les distances séparatrices, prévoir des mécanismes d'information et de consultation avec les municipalités et les particuliers, renforcer les droits des propriétaires et des personnes au voisinage des sites et introduire une obligation de réparer les dommages environnementaux.

L'adoption d'un nouveau règlement est une intervention importante qui suppose que toutes les dispositions environnementales soient sous la responsabilité du MDDEFP tandis que le MRN demeure responsable de la gestion des titres miniers, des permis de recherche, des baux d'exploration et des activités. Pour l'industrie, elle se traduit par une simplification de la démarche mais aussi par des obligations plus strictes quant à la protection de l'environnement, à la transparence et au dialogue avec la population. Ces mesures sont susceptibles de réduire le risque et d'assurer une cohabitation plus harmonieuse entre l'industrie, le milieu d'accueil et la population en général.

L'adoption d'un tel règlement suppose aussi des modifications incidentes à plusieurs textes existants (Loi sur la qualité de l'environnement, Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement, etc.).

Encadré : Structuration d'un règlement sur les hydrocarbures

- Définitions
- Objet et principes de développement durable
- Certificat d'autorisation préalable en vertu de l'article 22 de la LQE
- Information et participation du public
- Normes de localisation et distances minimales
- Nouveaux forages sur le site et fracturations d'un puits
- Prévention de la pollution des eaux
- Prévention de la pollution de l'air
- Gestion des résidus et des matières dangereuses

- Transmission des renseignements et tenue d'un registre
- Remise en état des lieux et fermeture d'un puits
- Sanctions et pénalités administratives
- Droits annuels

Encadré : Textes à modifier dans la foulée de l'adoption d'un règlement sur les hydrocarbures

Loi sur la qualité de l'environnement

- Mettre en vigueur le nouveau régime sur les prélèvements des ressources en eau.
- Créer un nouveau registre public (demandes d'autorisation, autorisations délivrées et renseignements exigés par le Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers).

Loi sur la conservation du patrimoine naturel

- Interdire les activités d'exploration gazière dans une aire protégée inscrite au Registre des aires protégées.

Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement

- Abrogation des articles 7.1 et 7.2 relatifs à l'information et à la consultation du public et des municipalités (désormais incluses dans le règlement proposé).
- Assujettissement de tous les forages gaziers ou pétroliers, qu'ils soient dans le shale ou non, à l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation.

Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers

- Abrogation (obligations désormais incluses dans le règlement proposé).

Nouvelle loi sur les hydrocarbures

L'industrie du gaz de schiste a bénéficié d'un régime historique donnant préséance à l'exploitation minière sur toute autre activité. Or, la localisation des gisements de shale en zone habitée suscite des conflits d'usage exacerbés par les préoccupations environnementales de la population, tandis que le régime centralisé de gouvernance et de redevance minier se heurte aux velléités de participation et de redistribution des citoyens. Par ailleurs, les exemptions accordées par le régime minier à la phase d'exploration ouvrent la voie à des activités de développement gazier qui comportent des conséquences écologiques.

En marge de la révision actuelle du régime minier et comme l'ont fait plusieurs États, l'adoption d'un régime juridique distinct pour les hydrocarbures permettrait de tenir compte de leurs spécificités. Libéré de l'héritage

minier, ce régime pourrait écarter des principes comme le libre accès (*free mining*), le droit d'exproprier les propriétaires fonciers, la préséance de l'industrie sur les autres usages du territoire et son aménagement ainsi que les exemptions accordées en matière environnementale et d'accès à l'information. A contrario, la nouvelle loi pourrait inclure de nouveaux principes de protection de l'environnement, de décentralisation et de participation du public. Il s'agirait de maximiser les retombées sociales de l'industrie, d'en réduire les impacts environnementaux et d'accroître les modalités participatives lors de son implantation, mais aussi de sa gestion.

Une nouvelle loi serait aussi l'occasion de mettre en cohérence l'encadrement de l'industrie avec les objectifs de réduction des gaz à effet de serre que s'est donnés le gouvernement ou d'introduire de nouveaux concepts comme celui de renversement du fardeau de la preuve dans les situations problématiques liées à l'exploration et à l'exploitation (BAPE, 2011). Elle pourrait finalement intégrer les principes de la Loi sur le développement durable et de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection.

Ainsi, la nouvelle loi pourrait insister sur les principes de santé et de qualité de vie, d'équité et de solidarité sociales, de protection de l'environnement, d'efficacité économique, de précaution, de prévention, de participation et d'engagement, de subsidiarité et de respect de la capacité de support des écosystèmes. Sur cette base, elle pourrait prévoir une procédure d'évaluation et d'examen, globale et régionale, des impacts environnementaux et sociaux des plans quinquennaux de développement industriel des entreprises en vue d'améliorer la planification du développement régional et d'arrimer les activités industrielles aux plans directeurs de l'eau et aux plans régionaux de développement intégré des ressources et du territoire. S'appuyant sur le principe de subsidiarité, la nouvelle loi pourrait écarter la priorité générale donnée aux hydrocarbures pour laisser les collectivités décider si elles souhaitent les exploiter au détriment d'autres activités et, le cas échéant, où et comment. D'autres principes tels que l'efficacité économique ou l'équité justifient une révision du mode de partage des coûts et des bénéfices entre les acteurs, notamment au profit des collectivités locales, et la simplification ou la clarification des règles encadrant ce secteur industriel.

Enfin, une nouvelle loi permettrait de revoir le partage des responsabilités entre les autorités impliquées, notamment le MDDEFP et le MRN. Elle pourrait mettre l'ensemble des exigences environnementales sous la responsabilité du MDDEFP, mais aussi prévoir la création d'une agence spécialisée si le volume d'activités le justifie, comme c'est le cas en Colombie-Britannique. Dans ce cas, il serait primordial d'analyser le rôle que pourrait jouer la CPTAQ étant donné que l'essentiel des réserves de gaz de schiste se trouve en territoire agricole.

La nouvelle loi permettrait ainsi de réorganiser l'encadrement de l'industrie au sein de l'administration publique. La création d'une agence spécialisée pourrait contribuer au développement d'une expertise susceptible d'améliorer l'efficacité administrative. Les processus de participation assureraient quant à eux une meilleure intégration dans les milieux d'accueil et une réduction correspondante du risque de conflit social. Les municipalités pourraient exercer pleinement leur prérogative d'aménagement du territoire dans une perspective plus transparente et sur la base d'un dialogue social répondant aux principes d'une gouvernance participative. Les propriétaires fonciers seraient quant à eux à l'abri d'une expropriation.

Outre l'intégration dans un seul texte de l'ensemble des exigences applicables à l'industrie, cette nouvelle loi aurait pour objectif de favoriser une planification et une exploitation durable, c'est-à-dire moins nuisible pour l'environnement et en harmonie avec les communautés d'accueil, tout en offrant un partage équitable des ressources collectives. Elle serait l'occasion de simplifier l'administration du régime d'autorisation, mais aussi d'introduire des obligations supplémentaires, notamment à l'égard de l'environnement et de la consultation des populations de même que des communautés autochtones, tout en soustrayant l'industrie du gaz de schiste à un régime minier qui s'avère inadapté compte tenu des particularités de l'industrie.

Encadré : Textes à modifier dans la foulée de l'adoption d'une loi sur les hydrocarbures

Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains

- Exclusion ou révision à la hausse des distances séparatrices.
- Intégration de distances séparatrices des sources d'approvisionnement en eau dans la réglementation environnementale.
- Interdiction d'implantation d'un site d'exploration gazière dans les zones à risques

Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement

- Assujettissement des plans quinquennaux de développement gazier des entreprises à la procédure d'évaluation des impacts.

Encadré : Composantes d'une loi sur les hydrocarbures

Préambule

Partie 1

Objet et principes
Définitions des termes techniques utilisés
Pouvoirs municipaux
Stratégie de développement durable des hydrocarbures

Partie 2

Aspects institutionnels
Participation au Fonds des générations
Création d'un Registre des hydrocarbures

Partie 3

Activités gazières et pétrolières
Permis et autorisations
Redevances
Obligations de sécurité
Modification aux permis et autorisations
Échéance des permis et autorisations
Révocation des permis et autorisations
Mesures de suivi
Comités de suivi
Tarifs et droits annuels
Garanties financières
Fonds de restauration des sites orphelins
Compensations

Partie 4

Consultation des Autochtones
Information et participation du public

Partie 5

Pouvoirs réglementaires, application et mécanismes de sanction des contraventions

Conclusions

La nouvelle industrie du gaz de schiste s'est développée dans un cadre juridique qui n'a pas été conçu pour elle et qui s'avère mal adapté à ses particularités technologiques et à la localisation des gisements qu'elle est susceptible d'exploiter. Cet encadrement, porté par un corpus législatif minier et environnemental, relève de deux ministères différents et exige une multitude de permis et d'autorisations qui ne sont guère coordonnés.

La problématique du gaz de schiste se pose différemment dans les différents États selon le régime juridique déjà applicable, notamment celui touchant la propriété du sous-sol, mais aussi selon que les gisements sont en zone habitée ou dans des terres agricoles.

La comparaison avec d'autres régimes est intéressante dans l'optique d'une révision du régime québécois. Elle doit cependant se faire en gardant à l'esprit les particularités du régime juridique général, qui rendent impossibles ou inapplicables certains outils développés dans d'autres États, de même que la répartition des compétences entre les différentes autorités publiques, tout spécialement entre les États ou provinces et les municipalités.

Actuellement, le régime québécois prévoit une préséance de l'activité minière et maintient le droit d'expropriation par des compagnies minières et gazières[11].

L'industrie comporte non seulement des opérations et des installations d'extraction de la ressource, mais suppose aussi un réseau de distribution qui peut avoir des impacts et susciter à son tour des conflits d'usage.

Une nouvelle affectation des terres peut se traduire par des risques accrus pour l'approvisionnement en eau, contribuer à l'érosion des sols et compromettre un retour à l'affectation d'origine.

Si la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme ne permet pas d'encadrer les activités minières, la Loi sur les compétences municipales confère plusieurs pouvoirs permettant aux municipalités d'en régir certains impacts, notamment environnementaux[12].

En regard des analyses, seule l'adoption d'une nouvelle loi permet de préciser et de moderniser le régime applicable au gaz de schiste, mais aussi de le refondre en regard des nouvelles exigences du développement durable et d'une gouvernance participative.

Dans le cadre d'un nouveau régime, d'autres outils politiques et juridiques pourraient être mis en œuvre pour promouvoir une perspective intégrée du développement du territoire au sein duquel on envisage un éventuel développement de l'industrie : la Politique nationale de la ruralité, la Loi sur le développement durable ou encore la Stratégie pour assurer l'occupation et la vitalité des territoires.

[11] Le droit d'expropriation n'a cependant jamais été utilisé à l'égard d'activités gazières. De plus, le projet de loi 70 modifiant la Loi sur les mines, adopté le 10 décembre 2013, limite le pouvoir d'expropriation donné aux titulaires de droits miniers à la phase d'exploitation minière, oblige ces titulaires à fournir un soutien financier au propriétaire lors des négociations relatives à l'acquisition d'un immeuble résidentiel ou d'un immeuble utilisé à des fins d'agriculture situé sur une terre agricole et à obtenir une autorisation écrite au moins 30 jours avant d'accéder au terrain.

[12] Le projet de loi 70 modifiant la Loi sur les mines modifie la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme pour permettre aux municipalités régionales de comté de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité minière.

4. L'analyse du cycle de vie

Selon le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), la pensée cycle de vie vise la prise en compte de toutes les relations (environnementales, économiques et sociales) propres à un produit ou à un service, et ce, tout au long de son cycle de vie, de l'extraction des matières premières jusqu'à leur élimination finale (« du berceau au tombeau »). Les décisions basées sur le cycle de vie offrent une vision globale, ce qui permet d'éviter les transferts de problèmes d'une étape du cycle de vie à une autre.

L'analyse du cycle de vie étudie la fonction d'un produit afin de pouvoir le comparer avec des produits qui remplissent la même fonction, mais de manière différente (p. ex. voiture et transport en commun). Par ailleurs, les résultats de calculs d'intrants et d'émissions (de dioxyde de carbone, par exemple) varient beaucoup selon que la méthode de calcul retenue est de type « attributionnelle[1] » ou « conséquentielle ».

4.1 Les objectifs

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique, les objectifs recherchés par l'étude de l'ACV environnementale étaient de trois ordres :

- Établir le profil environnemental prospectif du gaz de schiste exploité au Québec, au moyen d'une analyse du cycle de vie d'un projet complet, allant des travaux préliminaires à la fermeture définitive du site;
- Effectuer une analyse comparative (de type attributionnelle) du profil environnemental du gaz de schiste québécois avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations spécifiques de chauffage et de transport;
- Dresser le bilan de gaz à effet de serre associé à l'exploitation éventuelle d'un site de gaz de schiste au Québec.

Ce troisième volet est traité distinctement au chapitre 7 du présent rapport.

Il est à noter également que l'analyse comparative réalisée dans cette étude se veut une comparaison à petite échelle pour alimenter la réflexion sur les sources énergétiques, sans pour autant prétendre répondre à la question suivante : « Quels seraient les impacts environnementaux potentiels si le Québec se lançait dans l'exploitation du gaz de schiste sur son territoire? » Seule une analyse de cycle de vie conséquentielle pourrait traiter de cette question.

En outre, conformément aux normes ISO 14 020 et 14 040, une revue critique de cette étude s'est avérée une étape importante et obligatoire pour assurer la validité complète des résultats avant leur communication publique. Cette revue critique a été réalisée par un comité d'experts indépendants (étude GES1-1).

Ce comité a noté, entre autres, que la comparaison des filières énergétiques devrait être réalisée par une analyse de type conséquentielle pour bien refléter la situation réelle du marché énergétique.

[1] Une analyse « attributionnelle » vise à attribuer à un système de produits la juste part des impacts dont il est responsable. Un autre type d'analyse, dite « conséquentielle », vise à évaluer les conséquences d'un système de produits (ou d'une décision affectant ce système) sur d'autres système.

4.2 La méthodologie

4.2.1 Le profil environnemental prospectif

Cette première analyse vise à évaluer les impacts environnementaux potentiels attribuables au cycle de vie complet d'un projet de gaz de schiste au Québec. Les calculs sont effectués sur une unité fonctionnelle qui se définit comme étant un mégajoule d'énergie produite par le gaz de schiste, tel qu'il pourrait être extrait et distribué au Québec dans les années à venir.

Les données de base proviennent de la description du projet type (étude M-2) et les scénarios étudiés sont les scénarios de développement à petite échelle (scénario 3) et à grande échelle (scénario 5) définis par le Comité (étude P-1). Dans le cadre de son analyse, aux fins de l'évaluation de chaque scénario, le CIRAIG a retenu des valeurs d'émissions fugitives de méthane de 1 % et 3 %. La littérature rapporte des taux de 0,5 % à plus de 8 %.

Chacune des étapes des différentes phases de développement d'un projet de gaz de schiste, soit des travaux préliminaires (levés géophysiques, accès au terrain, autorisations diverses, etc.) jusqu'à la fermeture du puits, en passant par l'exploration, la fracturation, la production et le transport ainsi que les matériaux et les services utilisés ont été caractérisés. La figure 2-1 et le tableau 2-2 de l'étude GES1-1 exposent en détail les processus et les flux considérés pour l'analyse.

4.2.2 La comparaison avec d'autres filières

La seconde analyse effectuée vise à comparer le gaz de schiste avec d'autres sources énergétiques dans deux utilisations spécifiques. La première utilisation est liée à la production de chaleur en chaudière. Près de 40 % de l'énergie consommée par les secteurs commercial et institutionnel est produite à partir de gaz naturel, notamment pour le chauffage. Aux fins de l'étude, l'unité fonctionnelle choisie est de fournir un mégajoule de chaleur (produit au gaz de schiste, au mazout ou à l'électricité) avec une chaudière pour le chauffage de commerces ou d'institutions au Québec.

La seconde utilisation est liée au déplacement d'un autobus. La Politique sur le transport routier des marchandises 2009-2014 du ministère des Transports du Québec (MTQ) désigne le gaz naturel comme étant la seule source d'énergie de rechange pour le transport. L'unité fonctionnelle étudiée consiste à déplacer un autobus sur un kilomètre (au gaz de schiste ou au diesel).

Ailleurs dans le monde, le gaz naturel est également utilisé pour produire de l'électricité, Cependant, le contexte énergétique québécois, largement dominé par l'hydroélectricité, rend le développement de cette utilisation peu probable.

Tableau 4.1 : Filières énergétiques retenues pour la comparaison

	Chaleur en chaudière	Déplacement d'un autobus
Gaz de schiste	x	x
Pétrole (mazout ou diesel)	x	x
Électricité	x	

Source : Tiré de l'étude GES1-1

Dans la mesure du possible, les données utilisées dans le cadre de cette étude ont été adaptées de manière à augmenter leur représentativité des produits et du contexte québécois analysés. Deux mélanges

d'approvisionnement énergétique *(grid mix)* ont été utilisés : le *grid mix* québécois, pour les processus d'avant-plan, c'est-à-dire la consommation d'électricité lors de la production du gaz et de sa transmission/distribution. Pour représenter le contexte québécois des années à venir, le mélange d'approvisionnement (production, importations et achats combinés) d'Hydro-Québec, duquel la proportion d'énergie nucléaire en provenance de la centrale Gentilly a été retirée, a été utilisé.

Le *grid mix* nord-américain a été utilisé pour tous les processus d'arrière-plan, c'est-à-dire la consommation énergétique lors de tous les processus directement et indirectement liés aux processus d'avant-plan (p. ex., les différents produits chimiques entrant dans la composition des liquides de fracturation). Le *grid mix* nord-américain est ici plus approprié considérant que l'approvisionnement et la gestion des déchets générés aux diverses étapes du cycle de vie peuvent avoir lieu n'importe où, et plus probablement en Amérique du Nord.

Le tableau 2-6 de l'étude GES1-1 présente le détail des *grid mix* utilisés.

4.2.3 L'évaluation des impacts environnementaux

L'agrégation des impacts environnementaux est présentée selon quatre catégories de dommages de façon à fournir des résultats plus simples à comprendre et à interpréter, en plus de permettre une évaluation rapide des principaux enjeux environnementaux potentiels associés aux scénarios à l'étude.

Les catégories de dommages sont définies comme suit :

- Santé humaine : cette catégorie prend en compte les substances ayant des effets toxiques (cancérigènes et non cancérigènes) et respiratoires, produisant des radiations ionisantes et contribuant à la destruction de la couche d'ozone;
- Qualité des écosystèmes : cette catégorie regroupe les impacts liés à la toxicité aquatique et terrestre, à l'acidification et à l'eutrophisation aquatique, à l'acidification et à la nitrification terrestre et à l'occupation des terres.
- Changement climatique : le potentiel de chaque gaz à effet de serre est calculé en kilogrammes de dioxyde de carbone équivalent (kg CO_2 éq.) basé sur les données sur le forçage radiatif infrarouge. Pour permettre une comparaison avec les bilans GES publiés dans la littérature, les résultats de cette catégorie ont également été évalués sur un horizon de 100 ans.
- Ressources : cette catégorie prend en compte l'utilisation de ressources énergétiques non renouvelables et l'extraction de minéraux, quantifiés en mégajoules d'énergie (MJ). Les auteurs de l'étude notent que les modèles qu'ils ont utilisés ont tendance à surestimer certains impacts sur cette catégorie.

4.3 Profil environnemental prospectif du gaz de schiste

L'analyse sur le profil prospectif du gaz de schiste révèle que seul l'indicateur *Changement climatique* permet de distinguer les options comparées (production à petite ou grande échelle, avec 1 % ou 3 % d'émissions fugitives). Pour les autres catégories d'impacts environnementaux évaluées, il n'est pas possible de conclure quant à l'avantage environnemental d'une option par rapport aux autres, compte tenu des incertitudes associées aux données d'inventaire. Pour l'indicateur *Changement climatique,* les conclusions sont les mêmes selon les horizons de temps de 100 ou de 500 ans et favorisent les options ayant un faible taux d'émissions fugitives (1 %), un paramètre extrêmement sensible qui affecte de manière importante la performance environnementale de

l'exploitation du gaz de schiste. Par ailleurs, l'indicateur *Changement climatique* est peu influencé par l'échelle de production modélisée, incluant le nombre de puits en opération, leur production de gaz sur l'ensemble de leur vie utile et les distances de transport des matières premières et équipements.

En faisant abstraction des incertitudes associées aux données d'inventaire, on constate ce qui suit :

> Les indicateurs *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* favorisent les options ayant une production par puits plus élevée (ce qui, dans la modélisation effectuée, est le cas des options « à petite échelle »). Par ailleurs, ces catégories de dommages ne sont pas affectées par le taux d'émissions fugitives. L'indicateur *Qualité des écosystèmes* est principalement influencé par deux activités. D'abord le forage, en particulier l'opération de la machinerie ainsi que la production et le transport des matériaux pour les puits, ensuite l'enfouissement des boues de forage, à cause de l'émission au sol des métaux contenus dans les boues. Enfin, la production et le transport des liquides de forage et de facturation de même que la combustion des gaz en torchère contribuent faiblement au résultat de la catégorie *Qualité des écosystèmes*. L'utilisation des ressources est fortement affectée par le forage (le diesel servant à l'opération de la machinerie, les matériaux des puits et le liquide de forage). L'extraction de la ressource compte pour le quart de l'indicateur, alors que les émissions fugitives et la production du liquide de fracturation y contribuent de façon plus marginale; l'indicateur *Changement climatique* est influencé par les activités de forage (opération de la machinerie, production et transport des tuyaux d'acier pour les puits), les émissions de combustion à la torchère et les émissions fugitives. La production et le transport des liquides de fracturation et le traitement des eaux de reflux influencent aussi cet indicateur.
>
> En ce qui concerne l'indicateur *Santé humaine,* plus de la moitié des impacts potentiels sont attribuables au forage (opération de la machinerie et production et transport des tuyaux d'acier pour les puits). Un tiers est attribuable aux émissions de la torchère et à la fracturation.

En somme, on retient que les travaux qui contribuent le plus au cycle de vie de la filière du gaz de schiste sont ceux de l'étape « projet pilote – développement », qui consiste à forer et à fracturer un grand nombre de puits sur les sites qui se sont montrés intéressants lors de l'étape d'exploration. L'étape d'exploration affecte également le profil environnemental du gaz de schiste. Ensemble, ces deux étapes représentent de 86 à 99 % des impacts potentiels évalués.

Les travaux préliminaires, la production (préparation du gaz avant sa distribution) et la fermeture définitive du site contribuent de manière marginale aux impacts potentiels évalués, alors que l'étape de collecte et de transport du gaz (incluant la production, le transport et l'installation des conduites de gaz pour relier la station de compression au réseau de distribution) affecte modérément le profil environnemental du gaz de schiste.

De manière plus détaillée, les activités qui contribuent le plus aux impacts environnementaux sont les opérations de forage des puits, impliquant la combustion de diesel pour la machinerie et la production et le transport des tuyaux d'acier, les émissions de combustion à la torchère et les émissions fugitives, et l'extraction du gaz naturel, qui constitue une ressource non renouvelable.

4.4 Analyse comparative des différentes filières énergétiques

4.4.1 La production de chaleur en chaudière

Les résultats de l'analyse comparative montrent que, comme source de chaleur dans une chaudière, les différences entre le gaz de schiste et le mazout sont variables. Ainsi, pour l'indicateur *Changement climatique,* les

conclusions varient selon l'horizon de temps considéré. Avec les facteurs sur 500 ans, le mazout présente plus d'impacts potentiels que le gaz de schiste, peu importe l'option de production et d'émissions fugitives considérée. Par contre, lorsque les potentiels de réchauffement global sur 100 ans sont employés, un taux d'émissions fugitives de 3 % rend le gaz de schiste équivalent au mazout.

Pour l'indicateur *Santé humaine,* le mazout est défavorisé en raison des émissions de combustion ayant lieu directement à la chaudière, mais également dans toute la chaîne de production du carburant en amont (principalement à cause des émissions de dioxyde de souffre, d'oxydes d'azote et de particules). C'est aussi le cas de l'indicateur *Qualité des écosystèmes,* pour lequel le chauffage au mazout présente clairement plus d'impacts potentiels à cause des métaux émis à l'air lors de la combustion en chaudière. Une analyse de sensibilité réalisée avec différentes méthodes d'évaluation des impacts confirme que la filière mazout est défavorisée par rapport aux deux types de gaz naturel pour une utilisation en chaudière.

La comparaison entre l'électricité québécoise et le gaz de schiste comme source de chaleur dans une chaudière montre que l'électricité québécoise est clairement préférable en ce qui a trait aux indicateurs *Changement climatique* et *Ressources*. L'étape d'utilisation contribue le plus à l'impact potentiel du gaz de schiste sur les changements climatiques, principalement à cause des émissions de combustion dans la chaudière. Les impacts potentiels liés à l'indicateur *Ressources* défavorisent le gaz de schiste principalement en raison des étapes liées à l'extraction.

Il n'est pas possible de trancher pour l'indicateur *Santé humaine*, la différence entre leurs résultats étant inférieure aux incertitudes des données et modèles, alors que l'indicateur *Qualité des écosystèmes* défavorise le chauffage électrique. En effet, cet indicateur est fortement influencé par l'étape de distribution d'électricité, entre autres à cause des produits de préservation des poteaux de bois utilisés (chrome et cuivre) et de la production des câbles de distribution. L'analyse de sensibilité réalisée avec différentes méthodes d'évaluation des impacts montre d'ailleurs que la tendance défavorisant la filière électrique n'est pas observée avec les autres méthodes testées.

4.4.2 Le déplacement en autobus

Les résultats de l'analyse comparative entre le gaz de schiste et le diesel pour le déplacement d'un autobus indiquent eux aussi des variations. Ainsi, pour l'indicateur *Changement climatique,* étant donné les incertitudes, il n'est pas possible de conclure quant à l'avantage d'une filière ou d'une autre. Avec les facteurs sur 500 ans, le diesel présente plus d'impacts potentiels que le gaz de schiste, peu importe l'option de production et d'émissions considérée. Lorsque les potentiels de réchauffement global sur 100 ans sont employés, les options impliquant un faible taux d'émissions fugitives de gaz de schiste deviennent préférables à l'utilisation de diesel.

Pour l'indicateur *Santé humaine,* le diesel est défavorisé à cause des émissions lors de la combustion du carburant de l'autobus, principalement le monoxyde d'azote, qui est totalement absent des émissions modélisées pour un autobus au gaz naturel.

L'indicateur *Qualité des écosystèmes* révèle, quant à lui, que l'autobus au diesel présente plus d'impacts potentiels, surtout à cause des émissions de métaux à l'air lors de son opération. Cependant, les incertitudes liées à cet indicateur sont importantes. L'analyse de sensibilité réalisée avec différentes méthodes d'évaluation des impacts confirme que la filière diesel est défavorisée par rapport aux deux types de gaz naturel pour une utilisation dans les autobus.

Contrairement à l'analyse précédente sur la production de chaleur, où la production du gaz de schiste dominait sur sa combustion en chaudière, c'est l'étape d'utilisation du gaz dans les autobus qui domine les catégories *Santé*

humaine et *Qualité des écosystèmes*. Cette étape comprend la combustion du gaz, mais également l'usure des pneus, de même que la production et l'entretien du véhicule et du réseau routier.

4.5 Les limites de l'étude

Plusieurs problématiques sont spécifiques au gaz de schiste et ne s'appliquent pas aux autres filières énergétiques. Ces spécificités ne sont pas captées par l'ACV environnementale et peuvent donc limiter l'interprétation des résultats. À titre d'exemple, outre qu'il a été considéré dans la présente étude qu'aucune fuite de gaz ne surviendrait après la fermeture définitive des puits, les impacts non évalués incluent les suivants :

- Les retombées sociales et économiques;
- Les impacts aux biens humains;
- Le risque géologique (séismes) ainsi que les vibrations;
- La pollution liée à des accidents exceptionnels ou à des mauvaises pratiques;
- La problématique de la migration du gaz naturel, des liquides de forage et du liquide de fracturation des profondeurs vers la surface par les fissures du roc, résultant en une contamination potentielle des aquifères souterrains;
- La problématique de la migration du gaz naturel des profondeurs vers la surface par les fissures du roc, résultant en une émission de gaz naturel à l'atmosphère.

Constats

- Les paramètres influençant le plus les résultats de l'analyse du cycle de vie sont le taux d'émissions fugitives estimé et le nombre de puits en opération.
- L'analyse comparative réalisée n'avait pas pour objectif de déterminer l'intérêt d'exploiter le gaz de schiste au Québec, mais plutôt de vérifier comment le gaz de schiste se positionne par rapport à d'autres sources énergétiques pour des fonctions de transport ou de chauffage.
- L'analyse du cycle de vie possède des limites importantes associées à la qualité des données. Ainsi, en raison du manque de données robustes, seuls les résultats sur les gaz à effet de serre sont suffisamment solides.
- Il serait utile de comparer la production annuelle de gaz naturel et de CO_2 équivalent d'un puits type sur une période de 25 ans afin d'avoir une meilleure appréciation de la contribution annuelle d'un puits au bilan de GES.
- Une analyse de cycle de vie conséquentielle pourrait permettre d'évaluer les effets de l'introduction du gaz de schiste québécois sur le marché global de l'énergie, notamment en identifiant les producteurs d'énergie et les consommateurs affectés.

5. Les enjeux touchant l'eau

Le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) fait amplement état des préoccupations de la population québécoise quant aux enjeux environnementaux et sociaux liés à la protection, tant quantitative que qualitative, de la ressource eau.

Ainsi, le tout premier enjeu lié aux activités d'exploration du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent qui a été soulevé par les participants aux audiences publiques touchait les grandes quantités d'eau requises pour la fracturation hydraulique. La population s'est dite inquiète de pénuries éventuelles causées par ces prélèvements, de conflits d'usage potentiels ou encore d'impacts négatifs sur les niveaux des cours d'eau ou des nappes phréatiques.

Rapidement, les préoccupations concernant les risques de contamination des eaux de surface et des eaux souterraines ainsi que les risques à la santé liés à la présence de contaminants dans l'eau (déversements accidentels de produits chimiques, d'eaux usées ou de boues de forage; perte de méthane et de fluides contenant des additifs chimiques ou contamination des eaux de surface lors du traitement des eaux usées dans les usines d'épuration municipale) ont aussi été soulevés.

Sur la base des constats du BAPE et à partir des consultations publiques qu'il a lui-même menées en décembre 2011, le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste a défini les connaissances qu'il jugeait nécessaires d'acquérir de façon prioritaire dans les domaines de l'approvisionnement en eau, de la protection de la qualité de la ressource eau et de la gestion des eaux usées. L'acquisition de ces connaissances a pour objectif, d'une part, d'améliorer la compréhension des divers phénomènes pouvant potentiellement causer une contamination des nappes souterraines ou des eaux de surface et, d'autre part, d'accroître la confiance dans les informations qui ont été livrées à l'occasion des audiences publiques du BAPE, notamment en ce qui concerne la disponibilité de la ressource pour combler les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste.

5.1 L'approvisionnement en eau

5.1.1 La zone de préoccupation

La zone considérée par l'industrie comme étant la plus prometteuse pour l'exploitation du gaz de schiste est concentrée dans la partie des basses-terres du Saint-Laurent située en gros entre Montréal et Québec, du côté sud du fleuve. Ce territoire couvre près de 35 000 km^2 et compte une population d'environ 2,1 millions d'habitants.

Essentiellement agricole, ce territoire est bien pourvu en sources d'eau de surface qui permettent aux quelque 16 000 exploitations agricoles d'avoir accès à une ressource hydrique abondante. Toutefois, le Comité a été à même de constater, lors des consultations publiques sur son plan de réalisation, que les effets potentiellement négatifs sur la nappe phréatique sont au cœur des préoccupations à long terme de la population de ce territoire. Il est donc devenu impératif pour le Comité de l'ÉES d'avoir un bilan le plus complet possible de l'état de la ressource hydrique.

5.1.2 La recherche du savoir

Pour les grands cours d'eau, les volumes d'eau de surface disponibles sont très bien connus. Le Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ) maintient un réseau de mesures et de suivis des débits des grands cours d'eau et peut calculer les volumes d'eau disponibles. De plus, il existe des méthodologies bien connues pour calculer les débits à maintenir dans les cours d'eau afin de protéger les habitats fauniques ainsi que la qualité des eaux. Cependant, les débits des petits cours d'eau et le potentiel des eaux souterraines sont moins bien connus et les connaissances sur le potentiel des eaux souterraines est en cours d'acquisition dans le cadre des projets du PACES.

Le Comité a estimé que pour déterminer des scénarios réalistes d'approvisionnement en eau, par source d'approvisionnement et selon les besoins établis sur la base des hypothèses de développement de l'industrie et pour en évaluer les impacts, il était nécessaire d'acquérir des renseignements supplémentaires concernant la disponibilité de la ressource.

Le Comité a voulu d'abord évaluer quels seraient les besoins de l'industrie pendant la phase d'exploitation du gaz de schiste (étude E1-1). Il a aussi octroyé des mandats d'étude sur les systèmes hydrogéologiques profonds et sur les cours d'eau des basses-terres de la vallée du Saint-Laurent qui ne pourraient éventuellement pas fournir en eau les volumes nécessaires à l'industrie (étude E2-2). Le Comité a également commandé une étude sur le classement des aquifères du Québec (étude E2-3) et fait évaluer la possibilité d'établir une cartographie des eaux utilisables en fonction de la profondeur des nappes sur tout le territoire d'intérêt (étude E2-4).

Tout au long de ses travaux, le Comité a pris le soin de consulter les instances d'autres États concernés par l'exploitation du gaz de schiste, de même que les plus récentes recherches dans le domaine, ayant des réalités différentes, mais ayant pour soucis les mêmes problèmes liés à la gestion de l'eau. Ces travaux externes ont aidé le Comité à avoir une compréhension plus large du savoir à acquérir. Une liste plus complète des ouvrages consultés par le Comité est disponible sur son site Web[1].

5.1.3 Les besoins en eau de l'industrie

Pour évaluer les volumes d'eau nécessaires au déploiement de l'exploitation du gaz de schiste au Québec, le Comité a utilisé les données du projet type élaboré par le CIRAIG (étude M-2) ainsi que les hypothèses touchant le nombre de puits forés annuellement associées au scénario 3 (développement à petite échelle) et au scénario 5 (développement à grande échelle). Le scénario de développement à petite échelle implique le forage de 1 000 puits échelonné de façon progressive sur dix ans avec un maximum de 349 puits la cinquième année, tandis que le scénario de développement à grande échelle implique le forage de 9 000 puits sur l'ensemble du territoire, échelonné sur 20 ans avec un maximum de 2 101 puits la dixième année. Les besoins estimés en eau dans le projet type sont de 325 m^3 par puits pour le forage et de 1 670 m^3 par étape de fracturation. Le plus grand nombre d'étapes de fracturation réalisées au Québec dans les puits d'exploration a été de 8 étapes pour un puits ayant un segment horizontal de 1 000 m. En phase de développement ou d'exploitation du champ gazier, l'industrie tend à augmenter la longueur des drains horizontaux et le nombre d'étapes de fracturation. Pour un puits moyen de 1 600 m, on peut compter entre 12 et 15 étapes de fracturation. Pour établir les besoins en eau, le Comité a retenu 13 étapes de fracturation, ce qui donne un volume de 21 710 m^3 d'eau par puits en excluant le 325 m^3 pour la section verticale du puits. La réutilisation d'une partie des eaux de reflux, pratique de plus en plus utilisée par l'industrie (EPA, 2012; Rassenfoss, 2011), n'a pas été considérée. Le volume de 21 710 m^3 doit être disponible dès le début des opérations pour être utilisé de façon continue. Les pics des besoins en eau au Québec pourraient

[1] www.ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca

varier entre 7,57 et 45,6 millions de m^3 par année en fonction d'un développement à petite échelle (cinquième année : 349 puits) ou à grande échelle (dixième année : 2 101 puits) (étude E1-1).

Les volumes d'eau nécessaires pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dépendent de la composition de la formation géologique exploitée, de sa profondeur, de la longueur des segments horizontaux de forage et des propriétés des fluides de fracturation (Nicot et Scanion, 2012). Les volumes utilisés par la compagnie Chesapeake varient de 15 000 à 21 000 m^3 par puits pour quatre différents gisements gaziers aux États-Unis (Mathis, 2011). Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), entre 1 500 et 2 000 m^3 d'eau sont nécessaires pour chaque intervalle fracturé dans le shale d'Utica au Québec (BAPE, 2011) Les données au Québec montrent que l'industrie a utilisé en moyenne 1 457 m^3 d'eau par étape de fracturation.

5.1.4 Comparaison avec d'autres besoins de prélèvements

Les prélèvements d'eau de l'industrie du gaz de schiste en période d'exploitation proviendront vraisemblablement des eaux de surface, parce que celles-ci sont plus faciles d'accès. Les nappes souterraines dans la région des basses-terres du Saint-Laurent sont peu productives et ne constituent donc pas une source d'approvisionnement pour la fracturation hydraulique (MRFN, 2010).

Des eaux de surface sont prélevées pour plusieurs usages au Québec (voir le tableau 5.1). Les municipalités[2] et le secteur industriel sont deux grands utilisateurs d'eau de surface, avec des prélèvements de 1 480,42 millions de m^3 et de 633,57 millions de m^3 par année respectivement. Les prélèvements annuels maximaux de l'industrie du gaz de schiste dans le scénario 3, soit 7,57 millions de m^3, ne représenteraient que 0,51 % et 1,19 % des quantités prélevées par ces deux usagers, pourcentages qui se situeraient à 3,08 % et 7,19 % dans le cas du scénario 5 (voir le tableau 5.1).

Tableau 5.1 : Volumes d'eau prélevés au Québec en 2012, par grands secteurs d'activités, selon les déclarations fournies par les préleveurs de 75 000 litres d'eau et plus par jour

Secteur d'activités	Volume total prélevé (millions de m^3)	Source de surface (millions de m^3)	Source souterraine (millions de m^3)
Services municipaux	1 650,25	1480,42	169,84
Énergie (autre qu'hydroélectrique)	755,67	755,67	0
Industrie	692,25	633,57	58,68
Loisirs et tourisme	17,00	15,24	1,76
Autres secteurs	2,18	1,83	0,38
Total	3 117,38	2 886,73	230,64

Source : Données calculées pour le Rapport sur l'état de l'eau et des écosystèmes aquatiques (en préparation par le MDDEFP). Les prélèvements pour le secteur commercial, la foresterie et le secteur institutionnel sont regroupés dans « Autres secteurs ».

[2] Plusieurs industries, commerces et institutions sont raccordés aux réseaux municipaux.

5.1.5 Approvisionnement en eaux de surface et impacts des besoins sur le territoire

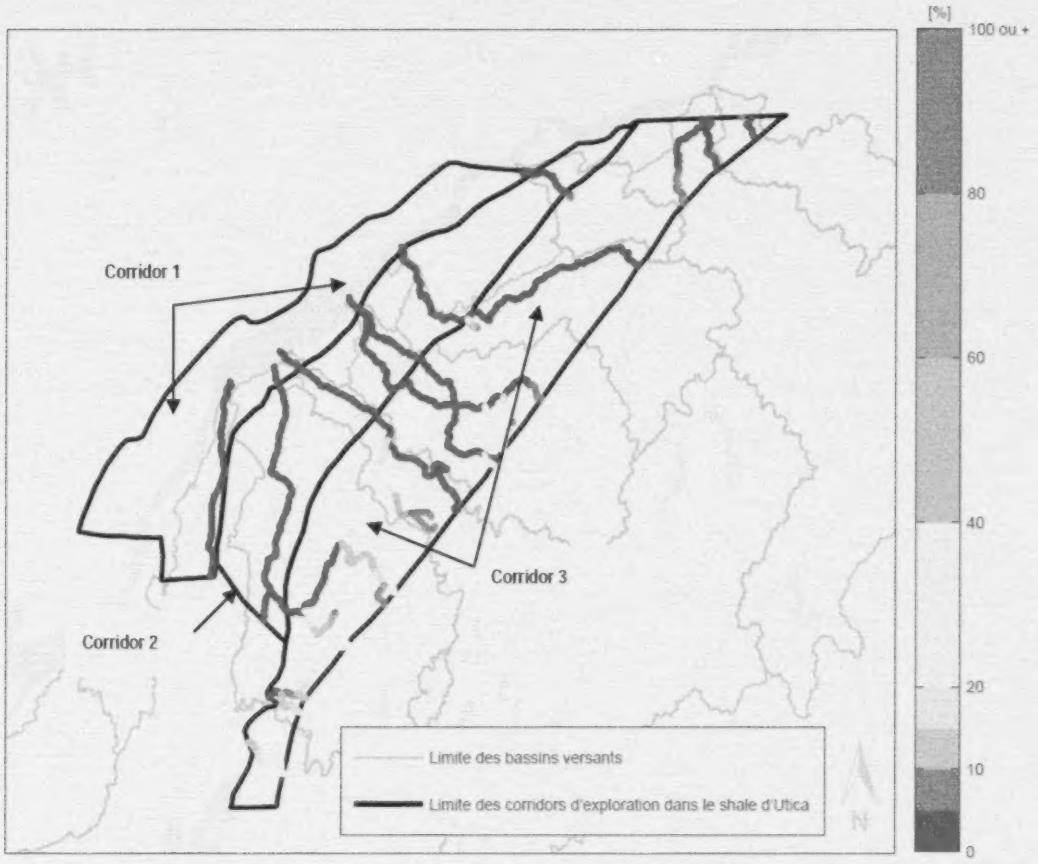
Même si les volumes d'eau prélevés pendant les pics de consommation en période d'exploitation représentent de faibles quantités d'eau par rapport à ceux prélevés par d'autres usagers, il faut analyser les volumes d'eau nécessaires à l'exploitation du gaz de schiste en fonction des bassins versants dans lesquels aura lieu l'activité d'exploitation.

La capacité de fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie a été évaluée pour huit bassins versants (rivières Etchemin, Chaudière, Du Chêne, Bécancour, Nicolet, Saint-François, Yamaska et Richelieu) du territoire de la vallée du Saint-Laurent. Les débits d'étiage de ces bassins versants ont été estimés selon la méthodologie du CEHQ pour chacun des bassins versants et comparés aux besoins de l'industrie en fonction du nombre de puits qui seraient forés dans ces régions selon les scénarios 3 et 5, soit un développement à petite échelle et un développement à grande échelle respectivement.

Le volume d'eau nécessaire par puits a été traduit en termes de débit d'eau quotidien prélevé dans un cours d'eau. Chaque étape de fracturation nécessite 1 670 m^3 d'eau et on a considéré que deux étapes de fracturation par jour étaient réalisées en période d'exploitation. Le volume d'eau quotidien serait de 3 340 m^3, correspondant à un débit de 38,7 litres par seconde (L/s) qui doit être disponible en continu pendant les 6,5 jours de fracturation du puits. Le volume tiré du cours d'eau serait alors de 21 710 m^3 pour un seul puits. Selon les scénarios de développement considérés (étude M-2), un maximum de 349 puits serait foré pendant l'année 5 du scénario 3, et 2 101 pendant l'année 10 du scénario 5. Il est fort possible que plusieurs compagnies soient actives en même temps et qu'elles réalisent des opérations de fracturation hydraulique sur plus d'un site multipuits simultanément. On a évalué la demande d'eau quotidienne pour la fracturation de cinq puits simultanément dans un même bassin versant. De la même manière que pour un puits, le volume d'eau est converti en débit nécessaire à la fracturation de cinq puits, c'est-à-dire cinq fois la valeur du prélèvement critique de 38,7 L/s par puits, soit 193,5 L/s (étude E2-2).

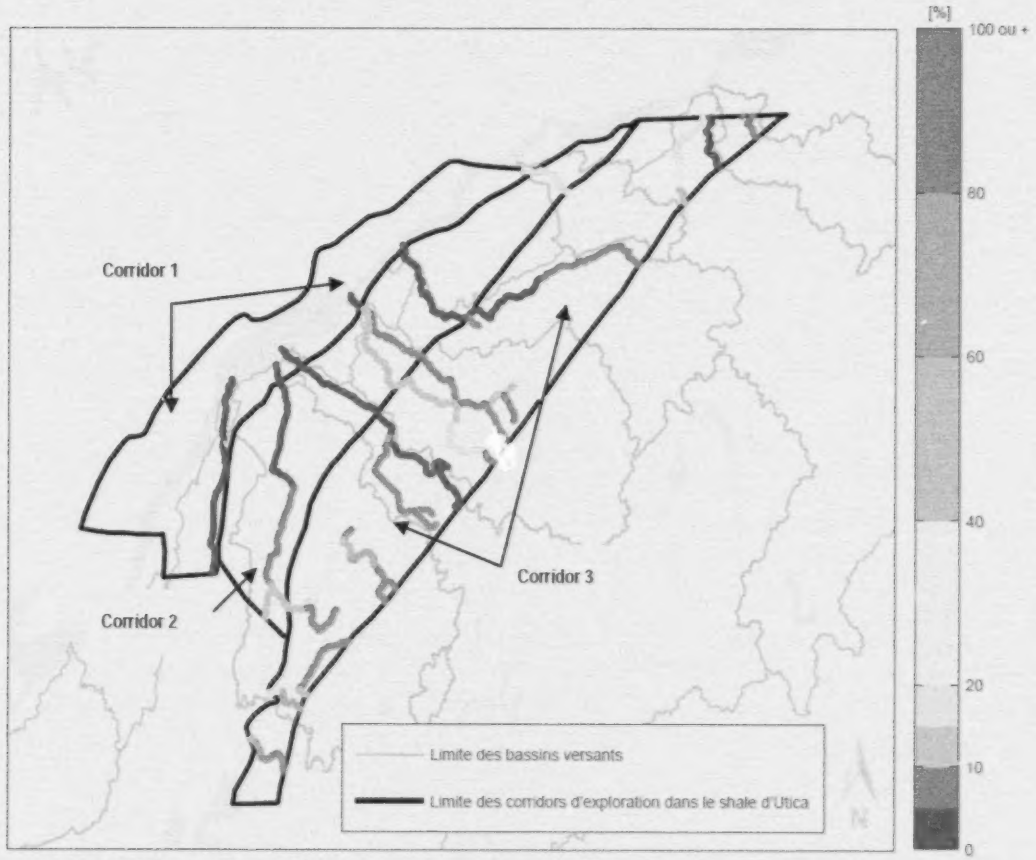
Les débits disponibles ont été estimés pour chacun des bassins versants selon les critères de référence du MDDEFP pour l'analyse des projets de prélèvement d'eau. C'est le critère de 20 % du débit d'étiage de récurrence 2 ans calculé sur sept jours consécutifs ($Q_{2,7}$) qui a été utilisé, critère qui permet de préserver la vie aquatique dans les cours d'eau ainsi que la disponibilité pour les autres usages. Le $Q_{2,7}$ n'est pas le seul critère qui sert à déterminer l'impact cumulatif des prélèvements d'eau dans un cours d'eau, mais il est utilisé à titre indicatif pour interpréter les cartes de variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie sur la valeur du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau situés à l'intérieur des corridors d'exploration (figure 5.1 – débit de 38,7 L/s; figure 5.2 – débit de 193,5 L/s).

Figure 5.1 : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie (38,7 L/s) sur la valeur du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau concernés situés à l'intérieur des corridors d'exploration du gaz de schiste



Source : Figure tirée de l'étude E2-2

Figure 5.2 : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie (193,5 L/s) sur la valeur du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau concernés situés à l'intérieur des corridors d'exploration du gaz de schiste



Source : Figure tirée de l'étude E2-2

La carte du débit de 38,7 L/s (figure 5.1) indique que le débit prélevé pour la fracturation d'un puits se situerait globalement dans la catégorie 0 à 5 % du débit d'étiage $Q_{2,7}$ sur environ 75 % de la longueur des tronçons de cours d'eau pour le territoire à l'étude. Par ailleurs, ce débit prélevé dépasserait 20 % de la valeur du $Q_{2,7}$ sur 15 % de la longueur de ces cours d'eau. La carte du débit de 193,5 L/s (figure 5.2) indique que les cours d'eau seraient sollicités à hauteur de 20 % ou plus de leur $Q_{2,7}$ sur 30 % de leur longueur et que seulement 30 % des tronçons se situerait dans la catégorie 0 à 5 % du débit d'étiage $Q_{2,7}$. Les portions de rivières où les prélèvements sont susceptibles d'utiliser toute la capacité d'eau disponible se situent logiquement en amont des cours d'eau analysés. Ces portions en amont sont nécessairement plus longues dans le cas d'un prélèvement nécessitant 193,5 L/s (figure 5.2). Il faut toutefois noter que la carte de la variation spatiale du débit prélevé-industrie de 193,5 L/s s'applique pour des prélèvements de cinq puits dans un même cours d'eau et qu'il est fort possible que ces prélèvements, même s'ils étaient simultanés dans l'ensemble du territoire, ne seraient pas tous localisés dans le même cours d'eau. Il faut aussi noter que le fleuve Saint-Laurent n'a pas été considéré comme source d'approvisionnement en eau dans cette étude.

5.1.6 Comparaison des besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste par rapport aux autres prélèvements existants dans chacun des bassins versants

À partir du Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau selon lequel les prélèvements de 75 m^3 (75 000 litres) et plus par jour doivent faire l'objet d'une déclaration annuelle, il a été possible d'évaluer le volume annuel des prélèvements dans les bassins versants où il y aurait eu exploitation au cours de l'année 2011. Le nombre de puits par bassins versants a été estimé par une répartition uniforme du nombre total de puits à l'intérieur de l'aire formée par l'intersection des limites des bassins versants avec celles des corridors d'exploration. On peut ainsi estimer le nombre de puits par bassins versants pour le pic d'exploitation des scénarios 3 et 5 ainsi que le volume d'eau total requis pour la fracturation de ces puits pendant cette année (tableau 5.2). Le tableau 5.3 permet de comparer les besoins en eau pour la fracturation hydraulique au cours de l'année du pic d'exploitation des scénarios 3 et 5 avec les prélèvements actuels des autres usagers. Pour le scénario 3, les besoins en eau pour la fracturation hydraulique représentent entre 1 % et 5 % des prélèvements des autres usagers dans les bassins versants des rivières Chaudière, Etchemin, Nicolet, Richelieu, Saint-François et Yamaska. Les pourcentages sont plus élevés pour les rivières Bécancour (25 %) et Du Chêne (70 %) (tableau 5.3). Pour le scénario 5, l'importance relative des volumes nécessaires à la fracturation hydraulique par rapport aux prélèvements des autres usagers demeure inférieure à 10 %, pour les rivières Chaudière, Etchemin, Richelieu et Saint-François. Cette importance relative est plus élevée dans les bassins versants des rivières Nicolet et Yamaska (~25 %) et excède celle des autres usagers dans les bassins versants des rivières Bécancour (~110 %) et Du Chêne (~400 %) (tableau 5.3).

Tableau 5.2. : Volume d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste par bassin versant selon les scénarios 3 et 5

Nom du bassin versant de rivière	Superficie du bassin versant à l'intérieur des corridors (km^2)	Nombre de puits fracturés dans le bassin versant (nombre de sites multipuits de six puits) selon les scénarios de développement		Volume d'eau total requis (m^3/an)	
		Scénario 3	Scénario 5	Scénario 3	Scénario 5
Bécancour	1 233	47	283	1 020 370	6 143 930
Chaudière	413	16	95	347 360	2 062 450
Du Chêne	704	27	161	586 170	3 495 310
Etchemin	120	5	28	108 550	607 880
Nicolet	1 744	66	400	1 432 860	8 684 000
Richelieu	1 089	41	250	890 110	5 427 500
Saint-François	807	31	185	673 010	4 016 350
Yamaska	3 053	116	700	2 518 360	15 197 000
Total	9 165	349	2 101	7 576 790	45 612 710

Source : Tableau adapté de l'étude E2-2

Tableau 5.3 : Comparaison des besoins en eau de l'industrie dans chacun des bassins versants à l'étude aux prélèvements en eau totaux actuels des autres usagers, excluant les secteurs agricole et piscicole

Nom du bassin versant de rivière	Volume d'eau total requis par l'industrie (m^3/an)		Volume total d'eau prélevé par les autres usagers, excluant les secteurs agricole et piscicole (m^3/an)	Ratio du volume requis par l'industrie sur le volume total prélevé par les autres usagers (%)†	
	Scénario 3	Scénario 5		Scénario 3	Scénario 5
Bécancour	1 020 370	6 143 930	5 428 242	18,8	113
Chaudière	347 360	2 062 450	30 705 315	1,13	6,72
Du Chêne	586 170	3 495 310	854 320	68,6	409
Étchemin	108 550	607 880	5 234 590	2,07	11,6
Nicolet	1 432 860	8 684 000	36 185 709	3,96	24,0
Richelieu	890 110	5 427 500	65 626 840	1,36	8,27
Saint-François	673 010	4 016 350	127 035 301	0,53	3,16
Yamaska	2 518 360	15 197 000	56 377 707	4,47	26,9

Source : Étude E2-2. †Pourcentage par rapport au volume total d'eau prélevé par les autres usagers, excluant les secteurs agricole et piscicole.

5.1.7 Les autres sources d'approvisionnement

Le Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) a permis d'obtenir une cartographie hydrogéologique des aquifères souterrains peu profonds d'eau potable sur la grande majorité du territoire de la vallée du Saint-Laurent. Les faibles débits documentés dans le cadre de ces travaux de cartographie suggèrent que cette source d'approvisionnement ne pourrait pas suffire à une demande intense de l'industrie. Par ailleurs, tout prélèvement de plus de 75 m^3 par jour est encadré par le Règlement sur le captage des eaux souterraines (RCES), qui requiert une étude hydrogéologique établissant son impact sur l'environnement et sur les autres usagers.

Si les connaissances sur la qualité et la quantité des eaux souterraines proches de la surface ont pu être développées grâce aux projets PACES, il en est tout autrement pour les systèmes hydrogéologiques profonds (sous les 100 premiers mètres de profondeur). Les formations géologiques près de la surface au sud du fleuve Saint-Laurent (groupes de Queenston, de Lorraine et d'Utica), sous les dépôts meubles quaternaires, sont des roches peu perméables considérées comme des aquitards. Ce n'est que sous l'Utica qu'il y a des formations géologiques (groupes de Trenton, de Black River, de Chazy, de Beekmantown et de Potsdam) dans lesquelles on retrouve des aquifères dans la séquence sédimentaire de la plateforme du Saint-Laurent. L'eau est généralement saline et impropre à la consommation humaine ou animale. Dans la région de Bécancour, la compagnie Junex exploite ces saumures qui sont utilisées comme abat-poussière et déglaçant[3]. Les saumures à Bécancour se retrouvent dans trois zones d'aquifères de la séquence de la plateforme du Saint-Laurent entre 795 et 1 225 m de profondeur dans les groupes de Trenton, de Beekmantown et de Potsdam, au nord de la faille de Yamaska, et

[3] www.junex.ca/utilisations

jusqu'à 2 345 m de profondeur au sud de la faille, dans le Potsdam (Konstantinovskaya et coll., 2010). Même si les aquifères salins de la région de Bécancour sont bien connus et caractérisés (Tran Ngoc et coll., 2013), il n'existe pas assez de données au Québec pour réaliser une cartographie des ressources en eau souterraine profonde, semblable à celle réalisée en Alberta.

Ces ressources profondes d'eau saline et non potable sont parfois utilisées pour la fracturation hydraulique lorsqu'elles sont disponibles et que les débits sont suffisamment importants. Ces eaux profondes sont d'ailleurs utilisées dans le bassin de la rivière Horn, en Colombie-Britannique, où les sources d'eau en surface sont peu nombreuses (Johnson et Johnson, 2012). Cette pratique permet de diminuer l'utilisation de l'eau de surface sans puiser dans les aquifères d'eau potable à faible profondeur.

Mentionnons enfin que la réutilisation de l'eau qui revient après la fracturation demeure une source d'approvisionnement que l'industrie utilise de plus en plus (EPA, 2012; Rassenfoss, 2011).

Constats

Dans les basses-terres du Saint-Laurent :

- La quantité d'eau de surface disponible est suffisante pour répondre aux besoins de l'industrie du gaz de schiste sans que les prélèvements aient des impacts négatifs sur les écosystèmes ou les autres utilisateurs, même dans le cas d'un développement à grande échelle.
- Des zones à faibles débits ne pouvant pas supporter des prélèvements ont été cernées dans certains bassins versants à l'aide du critère $Q_{2.7}$. Il s'agit des zones en amont des rivières localisées principalement dans le corridor 3 d'exploration.
- Les besoins d'approvisionnement ont été calculés par bassin versant, mais leur impact pourrait être moindre si le fleuve Saint-Laurent était considéré comme une source d'approvisionnement.
- Le faible débit des aquifères proches de la surface rend ceux-ci inutilisables pour l'industrie.
- Il est impossible d'établir une cartographie des eaux souterraines à grande profondeur (> 100 m) à partir des données actuellement disponibles.
- Les volumes d'eau annuels nécessaires pendant les pics de besoins en eau pour les scénarios 3 et 5 ont été comparés au volume total d'eau prélevé par les autres usagers pour chaque bassin versant de la zone de préoccupation. Les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste ne dépasseraient les prélèvements des autres usagers que dans deux rivières seulement pour le scénario 5, soit les rivières Bécancour et Du Chêne.

5.2 La protection de la ressource eau

Outre les inquiétudes des impacts potentiels de l'industrie du gaz de schiste sur la quantité de la ressource hydrique disponible, la protection de la qualité de l'eau est une préoccupation principale soulevée par la population. L'accessibilité à une eau de qualité est non seulement une question de protection de la santé publique, mais aussi une question de maintien des écosystèmes, notamment les écosystèmes aquatiques. Puisqu'il s'avère souvent difficile, long et coûteux de corriger des problèmes de contamination de l'eau de surface ou souterraine, le Comité

a estimé primordial d'évaluer les risques de contamination des eaux de surface et souterraines par les diverses activités de l'industrie du gaz de schiste.

Pour bien caractériser ces risques, le Comité a estimé qu'il devait en premier lieu bien comprendre les différentes opérations et différents procédés utilisés par l'industrie du gaz de schiste, notamment ceux qui ont trait au forage, à la complétion des puits par fracturation hydraulique et à la fermeture temporaire ou définitive des puits. Or, une grande quantité d'informations est disponible basée sur l'expérience des provinces et États où se déroulent depuis près d'un siècle des activités d'extraction gazière et pétrolière et où, plus récemment, des milliers de puits de gaz de schiste sont en exploitation. À partir de ces expériences, des normes, meilleures pratiques, guides et règlements ont été élaborés pour encadrer l'industrie. La prise de connaissance des normes et des règlements en vigueur dans d'autres États et provinces (étude E3-1) ainsi que des modifications apportés aux règlements selon l'évolution des technologies, ont permis au Comité d'améliorer sa compréhension des pratiques de l'industrie.

Pour combler le manque de connaissances sur la résultante de ces pratiques, le Comité a également octroyé des mandats pour recenser les types d'accidents, leur fréquence ainsi que les impacts sur l'environnement (études R2-1 et E3-4), incluant les cas documentés de déversements et de fuites au Québec et ailleurs ainsi que les mesures prises pour les corriger (étude E3-2). Finalement, puisque des activités de forage pour le pétrole et le gaz ont été réalisées en sol québécois au courant du dernier siècle, le Comité a estimé indispensable qu'une étude sur l'état des puits représentatifs des différentes époques soit réalisée (section 2.4 et étude E3-3).

La deuxième facette d'acquisition de connaissances en lien avec la protection de la qualité de l'eau visait à obtenir une banque d'information sur le danger intrinsèque des composés utilisés au Québec pour le forage ou la fracturation hydraulique, en particulier en ce qui concerne leurs effets potentiels sur le milieu aquatique. La caractérisation physicochimique et toxicologique de ces composés et de leurs résidus permet ainsi l'évaluation des risques de projets futurs, le cas échéant.

Ces études permettent de dresser un portrait plus complet de tous les contaminants susceptibles d'être générés par les procédés de forage ou de fracturation hydraulique au Québec, qu'ils soient ajoutés comme additifs, qu'ils en dérivent, ou qu'ils soient d'origine naturelle.

De plus, le Comité a voulu mieux comprendre quelle est la vulnérabilité des aquifères à une contamination dans les basses-terres du Saint-Laurent. Or, ceci dépend de plusieurs facteurs, notamment du type de contaminants, des cheminements entre la source de contamination et l'aquifère, si l'aquifère est confiné ou non confiné, ou encore s'il est situé dans des dépôts meubles ou dans le roc fracturé. Les projets PACES visent en partie à évaluer la vulnérabilité des aquifères. L'étude E3-7 reprend ces éléments.

Finalement, pour mieux comprendre le devenir des eaux de fracturation et du gaz naturel qui demeurent dans le shale fracturé et leur potentiel de migration vers la surface à travers les roches ou les failles et les fractures susceptibles d'être présentes, ou encore par un puits cimenté et obturé (de bonne ou de mauvaise qualité), le Comité a octroyé un mandat pour réaliser une modélisation à partir de simulations numériques (étude E3-10).

5.2.1 Caractéristiques chimiques et toxicologiques des produits et des résidus

La recherche du savoir

Les propriétés physicochimiques des additifs aux boues de forage et aux fluides de fracturation hydraulique sont généralement bien connues du MDDEFP, car ces produits ne sont pas exclusivement utilisés par l'industrie du gaz de schiste au Québec. Cependant, les contaminants naturels dans le shale d'Utica le sont moins. Par ailleurs, puisque des sous-produits de dégradation ou de réaction peuvent être générés suite à l'interaction entre les eaux de fracturation et le shale et ses fluides (gaz et liquides), le Comité a jugé nécessaire d'améliorer les connaissances sur les propriétés chimiques et toxicologiques des eaux de reflux pour mieux comprendre à quels types de problèmes de contamination auraient à faire face les populations suite à un déversement ou un traitement inapproprié des eaux usées. À cette fin, l'inventaire des données disponibles sur la caractérisation physicochimique des résidus générés par les activités de forage et de complétion de puits de gaz de schiste au Québec a été demandé par le Comité (études E3-6 et E3-12). De plus, en l'absence de nouvelles activités gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent, qui auraient permis d'étudier de façon contrôlée ces résidus, des études en laboratoire visant à extraire les contaminants naturels de l'Utica et de reproduire les réactions chimiques entre l'Utica et les fluides durant et après la fracturation hydraulique ont été réalisées (étude E3-5).

Les données existantes

Lors des premiers forages effectués par l'industrie du gaz de schiste, la législation permettant d'encadrer ses activités était parcellaire. Ainsi, la Loi sur les mines et le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) comportaient des articles sur la protection de l'eau des aquifères souterrains, mais aucun article sur la gestion des résidus de forage ou des eaux usées du procédé de la fracturation hydraulique. De façon semblable, la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) n'encadrait pas spécifiquement les activités de forage et de fracturation hydraulique. Les compagnies gazières n'étaient pas pour autant autorisées à rejeter leurs résidus dans l'environnement, car l'article 22 de la LQE continuait de s'appliquer et elles devaient donc faire analyser les résidus liquides et solides par des laboratoires accrédités du Québec en vue d'une gestion conforme à la LQE. Depuis 2009, des modifications ont été apportées à la réglementation québécoise afin d'encadrer les activités liées au gaz de schiste et de mettre en œuvre un suivi permettant de mieux protéger l'environnement (étude E3-12).

Sur la base des résultats des analyses effectuées par les laboratoires accrédités, un inventaire des paramètres physicochimiques des résidus solides et liquides a pu être compilé et revu par le MDDEFP. Cet inventaire a été complété par des informations provenant de certaines autres sources, notamment des demandes d'information faites en vertu du Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certain travaux de forage et de fracturation de puits gazier ou pétroliers, des certificats d'autorisation pour la fracturation hydraulique, des engagements de suivi sur les eaux usées pris par les entreprises autorisées par le MDDEFP à faire des travaux de fracturation et des caractérisations effectuées par les municipalités qui ont accepté de traiter des eaux de reflux dans les stations d'épuration des eaux usées municipales.

Résidus solides (déblais de forage et boues)

Différentes boues sont utilisées selon l'intervalle géologique foré. Le trou de surface, où se trouvent les zones aptes à contenir des aquifères d'eau potable, doit être foré avec une boue à base d'eau douce ou d'air et d'additifs

non toxiques (voir le RPGNRS. Un règlement de l'Alberta l'Energy Regulator en parle également). Une fois que le trou de surface est recouvert de tubulures cimentées, d'autres types de boues ou d'additifs peuvent être utilisés pour un forage efficace et pour assurer le contrôle du puits. Certains intrants sont bénins (écailles de noix) alors que d'autres sont plus préoccupants, comme les distillats de pétrole, car ils présentent un potentiel de bioaccumulation dans les organismes aquatiques.

Les données concernant l'analyse et la gestion des résidus solides ne sont pas disponibles pour tous les puits de gaz de schiste. Dans les trois puits pour lesquels le MDDEFP possède des données, la méthodologie d'échantillonnage est inconnue. Néanmoins, les résultats analytiques de sept échantillons de résidus solides prélevés sur trois sites de forage ont pu être évalués.

Au sens de la LQE, ces résidus solides sont des matières résiduelles. Or, une matière résiduelle peut posséder les caractéristiques d'une matière dangereuse au sens du Règlement sur les matières dangereuses (RMD) ou les caractéristiques d'une matière résiduelle non dangereuse selon les critères énoncés par le Règlement sur l'enfouissement des sols contaminés. Selon les données disponibles, la gestion de ces résidus par l'industrie s'est faite selon les critères du règlement concernant les sols contaminés sans toutefois que les résidus aient fait l'objet de la vérification pour déterminer leur non-dangerosité. Minimalement, une lixiviation aurait dû être réalisée sur ces résidus avant qu'ils ne soient envoyés dans un lieu d'enfouissement technique (étude E3-12).

Encadré : Les normes et règlements encadrant la gestion des résidus de l'industrie gazière

En l'absence d'un règlement spécifique sur la gestion des résidus générés par l'industrie du gaz de schiste, un avis technique sur les normes et règlements encadrant cet aspect a été préparé par le MDDEFP afin de répondre aux questions du Comité sur le sujet (étude E3-11). Selon l'avis technique, la gestion des résidus peut se faire selon trois approches : le traitement, la valorisation ou l'élimination.

Dans le cas du traitement, des lignes directrices encadrent les projets de stabilisation et de solidification des matières résiduelles ou des sols contaminés[4]. Ce document technique défini l'évaluation environnementale de l'efficacité du traitement de stabilisation et de solidification. Dans le cas d'une matière dangereuse, le Règlement sur les matières dangereuses définit les propriétés qui caractérisent une matière dangereuse et décrit les conditions d'entreposage, de valorisation énergétique et de dépôt définitif ainsi que la tenue de registre et la production de bilan. Enfin, le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement encadre également des aspects de la gestion des résidus.

Dans le cas de la valorisation, en plus de l'encadrement par le Règlement sur les matières dangereuses et le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement, il existe trois guides. Le *Guide de valorisation des matières résiduelles inorganiques non dangereuses de source industrielle comme matériau de construction*[5] encadre l'évaluation des projets de valorisation de matières résiduelles comme matériau de construction et prescrit entre autres les analyses physicochimiques à réaliser pour le classement du résidu. Le *Guide sur le recyclage des matières résiduelles fertilisantes – Critères de référence et normes réglementaires* ainsi que le *Guide sur l'utilisation de matières résiduelles fertilisantes (MRF) pour la restauration de la couverture végétale de lieux dégradés* servent aussi de cadre réglementaire.

[4] www.mddefp.gouv.qc.ca/matieres/mat_res/ld-gestion-matres-sols-stabilisation-solid.pdf
[5] www.mddefp.gouv.qc.ca/matieres/mat_res/inorganique/matiere-residuelle-inorganique.pdf

De plus, si un résidu est utilisé comme un amendement calcique ou magnésien, la norme BNQ 0419-090 spécifie les critères et méthodes d'essai permettant d'évaluer les caractéristiques des amendements. Semblablement, si un résidu est utilisé comme abat-poussière pour les routes non asphaltées (ou autres surfaces similaires), la norme BNQ 2410-900 fixe les exigences écotoxicologues et précise les informations que doivent fournir les fabricants concernant l'utilisation des produits.

Enfin, l'élimination des résidus est encadrée par trois Règlements, à savoir le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles, le Règlement sur les matières dangereuses et le Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement.

Résidus liquides (eaux de reflux)

Les résultats analytiques de 40 échantillons d'eaux usées prélevés par les compagnies gazières et provenant de 18 puits ou sites distincts ont été revus par le MDDEFP. De façon générale, entre 5 et 25 paramètres ont été analysés dans chaque échantillon, alors qu'une analyse plus complète comportant plus de 50 paramètres et des essais de toxicité a été réalisée sur quatre à cinq échantillons provenant de trois puits ou sites différents. Ces analyses ont été effectuées par des laboratoires accrédités par le Québec. Toutefois, dû à un manque de précisions sur la spécificité des eaux de reflux, notamment les volumes réutilisés, la dilution par de nouveaux prélèvements d'eau et des précipitations, le temps d'entreposage et les méthodes d'échantillonnage, le MDEEFP a jugé que les informations disponibles étaient insuffisantes pour en évaluer convenablement les caractéristiques physicochimiques et toxicologiques générées sur le site (étude E3-12). Malgré ceci, il apparaît que la composition des eaux usées gazières non traitées se caractérise, de façon générale, par :

- des concentrations élevées en contaminants organiques, tel que le démontrent les résultats de la demande biologique en oxygène (DBO5) et de la demande chimique en oxygène (DCO);
- la présence de composés organiques, tels que les huiles et graisses, les hydrocarbures pétroliers (C_{10}-C_{50}), ainsi que de quelques composés organiques volatils (COV), typiques de l'exploitation d'hydrocarbures, et quelques composés phénolés;
- la présence systématique d'azote ammoniacal et fréquente des autres formes d'azote. Celles-ci peuvent être en partie d'origine naturelle et en partie liées aux résidus des explosifs employés par les canons de perforation;
- des teneurs élevées en ions et en certains métaux, mais très en deçà des teneurs observées en Pennsylvanie. La raison pourrait être en lien avec les différentes eaux de formation naturellement présentes dans le shale de Marcellus et le shale d'Utica. D'ailleurs, plusieurs contaminants n'ont pas été mesurés au Québec, alors qu'ils ont été retrouvés en concentrations importantes dans les caractérisations de la Pennsylvanie et de la Virginie-Occidentale.

Les additifs aux eaux de fracturation hydraulique

La composition des additifs chimiques est connue du MDDEFP et leur danger intrinsèque pour la faune et la flore aquatique a été évalué en regard de leur description chimique (nº CAS). Au total, 36 produits commerciaux ont été utilisés dans les eaux de fracturation dans l'un ou l'autre des 18 puits de gaz de schiste fracturés au Québec. Comme certains des produits utilisés sont constitués de plusieurs composantes, un total de 62 composés chimiques a été identifié, dont 54 ont une description chimique suffisante (nº CAS) pour leur évaluation. Leur

potentiel de toxicité, de persistance et de bioaccumulation dans les tissus des organismes aquatiques a été pris en compte. Des essais réalisés au MDDEFP ont permis de compléter presque toutes les informations manquantes (étude E3-5). Les explosifs utilisés dans les canons à perforation n'ont pas été considérés dans cette étude, mais différentes formes d'azote ont été suivies dans les eaux de reflux.

La solution de conditionnement utilisée lors de la première étape de la stimulation par fracturation hydraulique, communément appelé le *spearhead*, est constituée majoritairement d'acide chlorhydrique (HCl) à 15 %. Elle apparaît comme une solution très toxique pour l'environnement avant toute dilution ou réaction. Environ 6 à 8 m^3 de cette solution est utilisée pour chaque intervalle stimulé. La solution est injectée sous pression dans le tubage, à travers la colonne d'eau, jusqu'à l'intervalle où est située une série de perforations afin de dissoudre le ciment et dans une moindre mesure la partie calcareuse de l'Utica dans le but d'améliorer l'injectivité initiale des fluides de fracturation. À la fin de cette étape, l'acide qui n'aurait pas réagi devient grandement dilué par les 2 000 m^3 d'eau injectée lors de chaque intervalle fracturé.

Selon les critères établis et les données disponibles, les composés les plus fréquemment utilisés dans la fracturation hydraulique se sont révélés pour la plupart relativement peu toxiques, non bioaccumulables et fortement dégradables. Le danger intrinsèque de ces substances deviendra faible une fois qu'elles auront réagi, qu'elles se retrouveront dans les eaux de reflux et qu'elles auront été traitées.

Suite à cette analyse, il demeure toutefois quelques composés plus préoccupants. Trois composés présentent à la fois des potentiels de persistance, de bioaccumulation et de toxicité. Il s'agit du solvant naphta aromatique lourd, de l'octaméthylcyclotétrasiloxane et du chlorure d'ammonium triméthylique d'octadécyle. Deux autres composés présentent soit un potentiel de bioaccumulation dans les organismes aquatiques et de persistance dans l'environnement (distillats de pétrole [C_9-C_{16}]), soit un potentiel de toxicité et de persistance dans l'environnement (1,2,4-triméthylbenzène).

Les biocides

Les biocides ajoutés aux eaux de fracturation sont réglementés par le gouvernement fédéral et doivent être utilisés conformément au Code de gestion des pesticides. Au Québec, la vente et l'usage des pesticides sont principalement régis par la Loi sur les pesticides et de façon complémentaire, par la LQE (étude E3-5d).

Dans le contexte de la fracturation hydraulique, les organismes non ciblés sont probablement peu exposés aux biocides, ce qui limite le potentiel de toxicité du produit. La dégradation par hydrolyse et la biotransformation anaérobie est rapide pour deux des trois biocides utilisés au Québec lors des opérations de fracturation hydraulique. Ainsi, leur demi-vie est très courte, soit de 0,2 à 2,6 jours, selon le pH de l'eau, et leurs produits de dégradation sont apparemment biodégradables. Dans le cas des ammoniums quaternaires, ces biocides sont relativement persistants dans les conditions qu'on retrouve en milieu souterrain (demi-vie supérieure à 175 jours).

Les contaminants d'origine naturelle

Pour combler le manque d'information sur les caractéristiques physicochimiques des résidus solides et liquides, plusieurs analyses en laboratoire ont été réalisées. Une des études réalisées est la caractérisation des éléments organiques et inorganiques présents naturellement dans le shale d'Utica qui pourraient être largués dans l'environnement par les déblais de forage ou dans les eaux de reflux après la fracturation hydraulique (étude E3-6).

Pour ce faire, 22 échantillons de l'Utica ont été prélevés des carottes de forage (corridors 1 et 2) et broyés pour en faire des extractions sous différentes conditions : en milieu acide (pH 2); en milieu neutre (pH 7) et en milieu

oxydant. Chaque extrait a été analysé pour déterminer la présence de contaminants organiques et inorganiques, dont les métaux[6], et les teneurs ont été comparées selon les profondeurs et les méthodes d'extraction.

Le potentiel de relargage de plusieurs composés et éléments semble limité. Ainsi, il est peu probable que les sulfates, les sulfures, les fluorures, le fer, le manganèse, le béryllium, l'arsenic, le bore, le cadmium, le chrome, le strontium, le cuivre, le nickel, le plomb, le vanadium et le zinc occasionnent des problèmes dans l'environnement. Par ailleurs, en ce qui concerne les matières radioactives naturelles, notamment l'uranium et le thorium, les extractions montrent des activités radioactives inférieures à celles de l'eau de pluie et nettement inférieures à celles de l'eau minérale.

Toutefois, le relargage des solides dissous totaux risque d'être important, notamment pour ce qui est des chlorures et des cations de calcium, magnésium, sodium et potassium, ainsi que le relargage de certains métaux, dont le baryum et l'aluminium, si bien que le suivi attentif de ces composantes dans les eaux de reflux est recommandé par le MDDEFP.

Finalement, le potentiel de relargage des composés organiques semi-volatils (bromodichlorométhane, chloroforme, isophorone) existe dans le milieu acide des essais de laboratoire après l'oxydation de la matière organique par les chlorures ou encore à cause d'une réaction chimique avec l'un des éléments présents dans le shale d'Utica ou les extraits de lixiviation.

Les sous-produits de dégradation ou de réaction

L'interaction entre les eaux de fracturation et le shale est susceptible de générer des sous-produits de réaction ou de dégradation qui seront présents dans les eaux de fracturation usées. Pour déterminer quels pourraient être ces sous-produits, un montage expérimental reproduisant les conditions de pression et de température qui prévalent dans l'Utica du corridor 2 au moment de la fracturation hydraulique a été créé (étude E3-5).

Bien que l'expérience en laboratoire visait à reproduire le plus fidèlement possible la fracturation hydraulique *in situ* de l'Utica, quelques facteurs limitants existent. Entre autres, la volatilisation des composés organiques volatils des carottes de l'Utica fait en sorte que leur concentration est probablement sous-évaluée. De plus, le *spearhead* interagit avec le ciment aux perforations pour améliorer le contact entre le tubage et la roche. Or, cette réaction n'a pas pu être reproduite dans l'expérience et l'acide chlorhydrique a uniquement réagi avec la roche.

Les principales conclusions de l'étude sont les suivantes :

- Les principales transformations chimiques ont lieu lors de la première étape de la stimulation par fracturation hydraulique, soit le conditionnement avec une solution à base d'acide chlorhydrique communément appelé le *spearhead*. Un additif, le nitrilotriacétate de sodium, demeure toutefois intact.
- L'acide chlorhydrique entraîne la dissolution de carbonates et de plusieurs minéraux et métaux, ce qui augmente de beaucoup la concentration de chlorures et de solides dissous qui constitue l'apport principal de contaminants dans les eaux de reflux.
- Le facteur de dilution est de l'ordre de 250 à l'étape de la fracturation (*slickwater*), ce qui diminue de manière importante les concentrations des composés chimiques injectées initialement lors de l'étape de conditionnement.

[6] Voir l'étude E3-6 pour la liste complète.

- Très peu de composés organiques volatils ont été détectés dans les différents extraits des essais en réacteur.
- Parmi les composés organiques semi-volatils détectés lors des essais, on recense des phénols, des alcools benzyliques, des chlorophénols, des phtalates, des triméthylbenzènes, du naphtalène, du triéthylène glycol, du chlorure de triméthyloctadécyl ammonium et quelques hydrocarbures aromatiques polycycliques.
- L'utilisation du sable comme agent de soutènement n'a aucun impact sur les transformations chimiques en fonction des paramètres analysés.
- En fonction des paramètres mesurés, il n'y a eu que peu de changements observés en ce qui concerne le temps d'entreposage (0 h-8 j). De plus, aucune réaction photochimique (lumière) n'a été observée au laboratoire, mais de telles réactions sont anticipées dans les bassins extérieurs.
- Les résultats relatifs aux cations, anions et métaux des essais en réacteur peuvent difficilement être comparés aux résultats de caractérisation des eaux de reflux au Québec puisque les spécificités ces eaux ne sont pas connues (volumes réutilisés, mélanges, dilution, etc.).

Constats

- Trois additifs chimiques présentent un potentiel à la fois de persistance, de bioaccumulation et de toxicité. Une attention particulière devrait être portée à la gestion de ces produits et il serait pertinent d'amorcer une recherche de produits de substitution.
- De façon générale, les composés les plus fréquemment utilisés dans la fracturation hydraulique se sont révélés pour la plupart relativement peu toxiques.
- La solution de conditionnement (*spearhead*), constituée principalement d'acide chlorhydrique, est toxique pour l'environnement avant sa réaction et sa dilution et pourrait avoir un impact en cas de fuites ou de déversements à l'environnement. Des mesures de précaution supplémentaires en matière de transport, d'entreposage et de manipulation de l'acide chlorhydrique font partie des meilleures pratiques.
- Les eaux de reflux contiennent des composantes qui pourraient être nuisibles à la vie aquatique à court ou à moyen terme. Advenant le développement de cette industrie, un suivi particulier de certains paramètres permettrait de déterminer l'efficacité du traitement. Il est question notamment de la demande biologique en oxygène, du baryum, du fer, du plomb, du zinc, des chlorures, des solides dissous totaux, des nitrites, des hydrocarbures pétroliers (C_{10}-C_{50}), du pH, de la conductivité, de la demande chimique en oxygène et des matières en suspension. De plus, même s'il est attendu que les eaux de reflux de l'Utica au Québec présentent une radioactivité largement inférieure à celle du shale de Marcellus, il apparaît prudent de procéder à la caractérisation des différents radionucléides.
- Un suivi exploratoire pour certaines composantes non détectées par les études de caractérisation en laboratoire est désirable. C'est le cas des composés organiques volatils et semi-volatils, des substances phénoliques, des bromures, du lithium, du strontium et des glycols.
- Les biocides à base d'ammonium quaternaire sont relativement persistants avec des demi-vies supérieures à 175 jours alors que d'autres ne persistent que quelques jours tout au plus.
- Plus globalement, puisque les données disponibles sur la caractérisation des résidus générés par l'industrie sont d'usage limité et que l'expérience en laboratoire ne reproduit pas nécessairement fidèlement la fracturation hydraulique *in situ* de l'Utica, un suivi des eaux de reflux est souhaitable pour

valider les résultats obtenus. En outre, les essais de toxicité globale des eaux usées, avant et après traitement, pourraient également faire partie des suivis, par mesure de précaution.

- Les procédures d'échantillonnage des résidus, les paramètres à analyser et l'analyse dans des laboratoires accrédités ne font présentement pas partie des exigences du MDDEFP.

5.2.2 La vulnérabilité des ressources en eau

Le Conseil des académies canadiennes (CAC, 2009) a défini cinq objectifs qui s'appliquent à la gestion durable des eaux souterraines : protéger les eaux souterraines contre l'épuisement, protéger les eaux souterraines contre la contamination, préserver les écosystèmes, parvenir à un bien-être socio-économique et appliquer des principes de bonne gouvernance. Ces objectifs s'appliquent également aux cours d'eau. À cet égard la caractérisation de la vulnérabilité des eaux souterraines, des cours d'eau ou des puits d'alimentation en eau potable joue un rôle important pour assurer la protection des ressources en eau dans le cadre du développement de toute activité industrielle, notamment celle liée au gaz de schiste. Au Québec, la protection des ressources en eau est primordiale dans le cadre d'une gestion durable, tant sur le plan de la qualité que sur le plan de la quantité (BAPE, 2011).

La recherche du savoir

Pour mieux protéger et caractériser la vulnérabilité des ressources en eau, le Comité a estimé qu'il était en premier lieu nécessaire de relever les problèmes de déversements et de fuites rencontrés au Québec et ailleurs par l'industrie du gaz de schiste et de déterminer les causes et les conséquences ainsi que les mesures prises pour les corriger (étude E3-2b). Le Comité a aussi voulu évaluer l'état des connaissances des systèmes hydrogéologiques et la vulnérabilité des aquifères, des cours d'eau et des prises d'eau potable dans la zone cible. Les études E3-7 et S3-2b sur la vulnérabilité des prises d'eau déterminent les outils réglementaires en vigueur et la stratégie de protection de l'eau potable. Ces études sont complémentaires aux études E2-3 (classement d'aquifères) et S4-7 (impacts). Une grande partie des connaissances sur ces thèmes, et en particulier sur la caractérisation des systèmes hydrogéologiques et la vulnérabilité des aquifères dans la zone cible du gaz de schiste, a été fournie dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (MDDEFP, 2013a).

Vulnérabilité des eaux souterraines

La protection des eaux souterraines dans le contexte du développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec est une préoccupation qui a maintes fois été soulevée dans différents forums. Ainsi, il s'agissait d'un des thèmes majeurs du rapport du BAPE (2011) sur le gaz de schiste, mais aussi du rapport de Rivard et coll. (2012) découlant d'un atelier organisé par la CGC. Cette préoccupation est d'autant plus fondée que, comme le soulignent Jackson et coll. (2013), il existe des lacunes dans les données requises afin de caractériser la vulnérabilité de ces aquifères dans le contexte du gaz de schiste, et ce, malgré la révision de l'analyse des sources potentielles de contamination que l'on retrouve dans le rapport intérimaire de l'EPA (EPA, 2012).

La vulnérabilité d'un aquifère à une possible contamination dépend non seulement du type de contaminant, mais aussi de plusieurs facteurs tels les cheminements entre la source de contamination et l'aquifère et les forces motrices (Focazio et coll., 2002; Brouyère et coll., 2001). De plus, la vulnérabilité variera selon que l'aquifère est

confiné ou non confiné, ou encore qu'il est situé dans des dépôts meubles ou dans un roc fracturé. Il en va de même pour la vulnérabilité d'un puits d'alimentation à la contamination dans un aquifère (Frind et coll., 2006).

La structure des systèmes hydrogéologiques et celle des systèmes d'écoulement, incluant l'étendue des unités hydrostratigraphiques, leur épaisseur, leur perméabilité et leur porosité, jouent un rôle très important sur la vulnérabilité des aquifères (Rasmussen et coll., 2006; Frind et coll., 2006; CAC, 2009). Un aquifère confiné, par exemple, sera mieux protégé contre une source de contamination à la surface qu'un aquifère en nappe libre, et un aquifère dans une zone de résurgence sera moins vulnérable qu'un aquifère dans une zone de recharge. Dans ce contexte, les aquitards (formations peu perméables) jouent un rôle très important pour la protection des ressources en eau.

Méthodes de caractérisation

Afin d'évaluer la vulnérabilité de façon fiable, un modèle conceptuel du système hydrogéologique devrait être élaboré à partir d'une caractérisation physique sur le terrain. La qualité d'un tel modèle variera énormément selon les données disponibles et l'usage ainsi que l'importance locale des ressources en eaux souterraines. Le rapport du Conseil des académies canadiennes sur la gestion des eaux souterraines au Canada (CAC, 2009) donne un portrait national des données requises pour l'élaboration d'un modèle conceptuel et pour une gestion durable des ressources. Bredehoeft (2005) révise les besoins d'un modèle conceptuel dans le contexte des prédictions en eaux souterraines.

Typiquement, c'est la méthodologie DRASTIC (Aller et coll., 1987; Rasmussen et coll., 2006) qui est adoptée pour établir la cartographie de la vulnérabilité intrinsèque à toute contamination provenant de la surface à l'échelle régionale. Comme recommandé par le MDDEFP, cette méthodologie a été adoptée dans le cadre des projets PACES dans les zones cibles du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint Laurent. Cette méthodologie est décrite aussi à l'article 13 du Règlement sur la qualité de l'eau potable et à l'article 25 du Règlement sur le captage des eaux souterraines.

Bolduc et coll. (2006) présentent d'autres méthodes utiles pour évaluer la vulnérabilité, dont l'approche AQUIPRO (Chowdhury et coll., 2003) qu'ils utilisent pour déterminer la vulnérabilité de l'eau souterraine sur une partie du sous-bassin de la rivière Noire au Québec (en Montérégie-Est). Ils ont trouvé un lien direct entre la vulnérabilité de l'aquifère principal et les concentrations élevées en nitrates.

Les indices de vulnérabilité calculés à partir de l'approche DRASTIC ou AQUIPRO donnent une valeur relative permettant de déterminer les zones à la surface du sol qui sont les plus susceptibles de contaminer l'aquifère supérieur afin de mettre en œuvre des mesures de protection. L'écoulement régional des eaux souterraines ainsi que les sources potentielles des contaminants et leurs propriétés ne sont pas pris en compte. Cette méthodologie ne s'applique qu'aux sources de contamination à la surface du sol et sera normalement effectuée à l'échelle régionale, par exemple pour un bassin versant ou un sous-bassin. À l'échelle d'un puits de gaz ou d'un site, l'évaluation de la vulnérabilité à une source de surface sera normalement beaucoup moins précise et d'autres études de caractérisation seraient normalement requises.

Dans le contexte du développement du gaz de schiste, l'évaluation de la vulnérabilité des aquifères s'avère compliquée pour plusieurs raisons. Tout d'abord, le comportement des nouveaux contaminants potentiels (p. ex., dans l'eau de fracturation ou l'eau de reflux) dans les aquifères peu profonds n'est pas suffisamment connu. Ensuite, les sources de contamination ne sont pas uniquement au niveau du sol (p. ex., déversement ou fuite sur le site), mais peuvent être situées en dessous des aquifères (p. ex., le long des failles ou fractures naturelles) ou dans les aquifères (à l'extérieur du coffrage d'un puits). De plus, la densité du développement possible pour la

région des basses-terres du Saint Laurent pourrait, selon certaines hypothèses, être très élevée. Enfin, les risques pourraient être retardés dans le temps.

L'évaluation de la vulnérabilité des aquifères et des puits dans des systèmes hydrogéologiques plus complexes nécessite normalement l'application d'un modèle numérique d'écoulement de l'eau souterraine. Le transport des contaminants entre la zone source et le récepteur (un puits d'eau potable ou un ruisseau, par exemple) pourrait être aussi simulé en tenant compte des processus physiques de transport tels que l'advection, la dispersion et la dégradation. Ces modèles quantitatifs sont normalement basés sur des modèles conceptuels tridimensionnels qui ont besoin de plus de données que les méthodes d'indice mentionnées précédemment. Néanmoins, ces modèles numériques ne représentent qu'un concept simplifié du système réel, donc les prédictions de vulnérabilité et de risques peuvent comporter des incertitudes importantes. Celles-ci pourraient être critiques dans un contexte de développement du gaz de schiste où les échelles d'espace (p. ex., profondeurs des puits verticaux et horizontaux de plusieurs kilomètres) et les échelles de temps (p. ex., plusieurs décennies possibles avant la détection d'une fuite) pourraient être importantes. Selon Bredehoeft (2005), par exemple, « les incertitudes du modèle conceptuel deviennent plus importantes dans les cas de prévisions à long terme dans l'analyse de performance ». Le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines (GRIES) mentionne aussi les incertitudes liées aux impacts à long terme de l'exploitation du gaz de schiste (BAPE, 2011).

Projets PACES

La cartographie de la vulnérabilité des aquifères peu profonds dans les zones cibles du gaz de schiste au Québec fait partie des biens livrables des projets PACES. Jusqu'à présent, cette cartographie a été réalisée (avec la méthodologie DRASTIC) pour tous les bassins versants situés dans ces zones, à l'exception des régions du Centre-du-Québec (bassins de la rivière Nicolet et Saint-François) et de la Chaudière-Appalaches, où les projets sont en cours (les résultats seront disponibles à la fin de ces projets, en 2015). Ces systèmes hydrogéologiques ont été caractérisés à l'échelle régionale jusqu'à la limite d'eau potable ou à une profondeur maximale d'environ 100 m, pouvant inclure des dépôts meubles et la zone supérieure du roc fracturé (voir le chapitre 2 sur l'état des lieux). La vulnérabilité de contamination des sources profondes n'est donc pas connue. En tout état de cause, aucune méthodologie adaptée pour déterminer la vulnérabilité des aquifères aux sources profondes n'a à ce jour été développée.

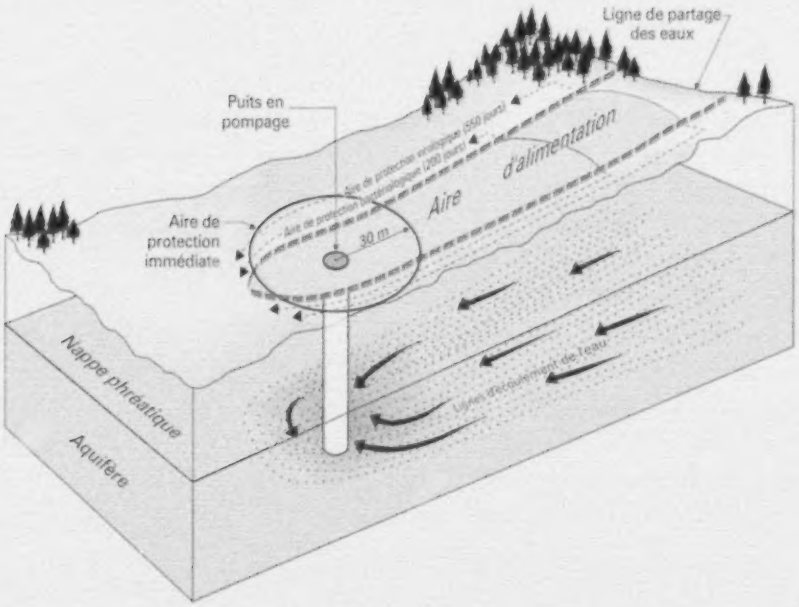
Dans les deux études PACES déjà terminées (Montérégie-Est et Bécancour), la vulnérabilité des nappes souterraines varie de faible ou très faible (indices DRASTIC < 75) à élevée ou très élevée (indices > 150) (Carrier et coll., 2013; Larocque et coll., 2013). En effet, dans l'étude de Bécancour, 72 % de la zone d'étude présente un indice de vulnérabilité de l'aquifère au roc supérieur à 100, avec une vulnérabilité allant d'importante à très élevée. Dans les deux régions, la présence d'une couche argileuse peu perméable tend à réduire la vulnérabilité de l'aquifère confiné (typiquement le roc fracturé), tandis que les zones de haute vulnérabilité sont associées aux dépôts granulaires à la surface et à une recharge importante.

Protection des sources de prélèvement

Un concept lié à la protection des ressources en eau souterraine est la protection des sources de prélèvement (MDDEFP, 2013b; Frind et coll., 2006). Cette protection s'effectue par la définition des aires de protection autour des puits d'alimentation, souvent basées sur les aires de captage qui représentent l'aire de surface du sol à travers laquelle l'eau qui s'infiltre sera capturée par le puits (figure 5.3). Les aires de protection peuvent être définies par une simple distance radiale autour du puits de pompage, ou par le calcul d'une aire de captage qui dépend du temps de parcours de l'eau vers le puits. En collaboration avec le MDDEFP, Rasmussen et coll. (2006) présentent plusieurs méthodes utiles qui peuvent être utilisées pour déterminer les aires de captage d'un puits de pompage,

incluant les méthodes analytiques et numériques. Les méthodes plus avancées utilisent le concept d'une « probabilité de captage » (Frind et coll. 2006) ou l'espérance de vie vers un puits (Molson et Frind, 2012), mais ces méthodes sont basées sur des modèles numériques plus complexes. Le niveau de complexité requis pour une aire de protection dépend de plusieurs facteurs indiqués dans la réglementation qui s'applique dans chaque cas.

Figure 5.3 : Modèle conceptuel illustrant les aires de protection autour d'un puits d'alimentation



Source : Myrand, 2008

Vulnérabilité des cours d'eau

Les concepts liés à la protection des cours d'eau et à la vulnérabilité de prélèvements dans des cours d'eau sont semblables à ceux développés pour la protection des sources d'eau souterraine et des puits d'alimentation dans des aquifères. L'étude E3-7 et le MDDEFP (2013b) résument les concepts de base liés à la protection des cours d'eau et de leurs écosystèmes au Québec, et ce, dans un contexte de développement du gaz de schiste.

Les étapes requises pour la protection de l'eau de surface faisant l'objet de prélèvements d'eau (pour plus de 500 personnes) prennent en compte la détermination du bassin versant du prélèvement, la caractérisation du bassin (incluant les aspects géologiques et hydrodynamiques, l'utilisation du sol, etc.) et la détermination des aires de protection (MDDEFP, 2013b). Les aires de protection des prélèvements d'eau de surface doivent être définies pour l'aire immédiate, l'aire intermédiaire et l'aire éloignée. Celles-ci dépendent, entre autres, du type de cours d'eau (lac, rivière, zone d'un fleuve influencée ou non influencée par les marées) et de sa largeur.

Il faut aussi effectuer un inventaire complet des activités anthropiques dans les aires immédiates et intermédiaires ainsi qu'un inventaire ciblé dans l'aire éloignée, et ce, pour les activités passées et actuelles. Les menaces potentielles, les temps de parcours entre ces menaces et le site de prélèvement d'eau de même que le niveau de vulnérabilité d'un prélèvement d'eau de surface doivent être aussi déterminés. Ces exigences s'appliquent en particulier aux installations de puits d'alimentation dans le cadre du développement du gaz de schiste.

Réglementation

Les règlements qui s'appliquent actuellement pour la protection des ressources en eau au Québec sont le Règlement sur le captage des eaux souterraines, adopté en 2002, (MDDEP, 2008), le RPGNRS et le projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (MDDEFP, 2013c). Ces règlements sont résumés dans les études E3-7 et S3-2b. Le Règlement sur le captage des eaux souterraines a été élaboré après les événements de Walkerton, en Ontario, en 2000 (O'Connor, 2002), où sept personnes sont mortes et des milliers d'autres ont été gravement malades à cause de la contamination à la bactérie *E. coli* d'un puits qui n'avait pas fait l'objet d'une analyse de vulnérabilité et de mesures de protection.

Dans le cadre du Règlement sur le captage des eaux souterraines, les propriétaires de puits alimentant plus de 20 personnes doivent élaborer un plan de protection pour leur puits. Les exigences dépendent du taux de pompage (inférieur ou supérieur à 75 m^3 par jour), et du nombre de personnes desservies. Pour les taux de pompage supérieurs à 75 m^3 par jour, par exemple, le propriétaire doit, entre autres, déterminer l'aire d'alimentation éloignée, incluant les aires de protection bactériologique et virologique, évaluer la vulnérabilité des eaux souterraines dans les aires de captage par l'application de la méthode DRASTIC et préparer l'inventaire des activités et des ouvrages à l'intérieur de ces aires. La mise en place de forages (p. ex., pour l'exploration ou l'exploitation du pétrole ou du gaz) est interdite dans les aires de protection de ces puits. Entre autres, pour les quelque 200 000 petits prélèvements au Québec, la distance séparatrice entre ceux-ci et les forages gaziers a été établie à 300 m (MDDEP, 2008).

Il faut noter que ces normes et distances ne s'appliquent qu'entre les puits verticaux; les règlements ne tiennent pas compte des distances possiblement importantes (jusqu'à trois kilomètres) des puits horizontaux de gaz de schiste. Ces puits horizontaux peuvent en théorie s'étendre en dessous d'une aire de protection d'un puits d'approvisionnement ou en dessous d'un cours d'eau. Cependant, les puits horizontaux sont beaucoup plus profonds que les puits d'alimentation, séparés par des centaines de mètres de roc peu perméable, donc les risques devraient être faibles. La présence de failles ou de fractures naturelles dans ces cas pourrait cependant augmenter les risques.

Finalement, des dispositions particulières portant sur l'industrie des hydrocarbures sont aussi incluses, comprenant l'échantillonnage, les suivis et la caractérisation de la vulnérabilité.

Les risques de contamination des aquifères et des puits d'approvisionnement posés par le développement des ressources gazières et pétrolières sont nettement différents de ceux posés par des bactéries et d'autres sources « typiques » de contamination à la surface du sol, telles que les chlorures, les nitrates, les déversements ponctuels, etc. (Bolduc et coll., 2006). Entre autres, les types de contaminants possibles et leur comportement étant uniques, les cheminements vers un puits d'eau potable pourraient être plus complexes et les échelles de temps pourraient être plus longues.

C'est entre autres pour ces raisons que le MDDEFP a proposé en 2012-2013 le nouveau projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) ayant pour but la mise à jour du Règlement sur le captage des eaux souterraines de 2002 et de mettre en œuvre plusieurs mesures de protection, en particulier dans le contexte de l'exploration et de l'exploitation gazière et pétrolière. Un guide de conception a été également proposé par le MDDEFP (MDDEFP, 2013b).

Encadré : Nouvelles mesures proposées dans le cadre du RPEP

- Interdiction de tout forage de recherche ou d'exploitation du pétrole ou du gaz naturel à moins de 300 m de tout prélèvement d'eau destinée à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire.
- Obligation de réaliser une étude pour définir le contexte hydrogéologique (soit l'interaction entre les structures géologiques du sous-sol et les eaux souterraines ainsi que les eaux de surface) dans un rayon de 2 km du site projeté afin d'évaluer les répercussions potentielles lors d'un forage. Selon le résultat de l'étude, la zone de protection pourrait s'étendre au-delà des 300 m prévus.
- Obligation de réaliser un suivi préventif de la qualité des eaux souterraines en périphérie d'un site de forage afin d'être en mesure d'intervenir rapidement pour corriger des situations problématiques, le cas échéant.
- Interdiction d'aménager un site de forage de puits de recherche ou d'exploitation du pétrole ou du gaz naturel ou de réaliser un sondage stratigraphique (qui sert à définir les couches géologiques présentes) dans l'aire de protection éloignée d'un prélèvement d'eau souterraine et dans l'aire de protection intermédiaire d'un prélèvement d'eau de surface.
- Inclusion comme « aquifères » (c'est-à-dire un corps de roches perméables conducteur d'eau souterraine qui permet l'écoulement important d'une nappe souterraine et donc le captage de cette eau) des formations géologiques présentes dans les 200 premiers mètres depuis la surface (ou moins si les solides dissous totaux dépassent 4 000 mg/L). Ce critère se base sur les quelque 177 000 puits répertoriés dans le Système d'information hydrogéologique[7] du MDDEFP, dont 99,95 % ont une profondeur inférieure à 200 m.
- Assujettissement à une autorisation en vertu de l'article 31.75 de la LQE[8] des prélèvements d'eau qui seraient effectués à des fins de fracturation. Introduit dans la LQE par la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection[9], ce nouveau régime d'autorisation permet au ministre d'assortir son autorisation de toute condition qu'il juge nécessaire, laquelle peut aller au-delà de ce qu'un règlement du gouvernement prescrit.
- Interdiction de fracturer un segment de puits de recherche ou d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel à moins de 400 m sous la base d'un aquifère qui se situe à 200 m sous la surface du sol (en conséquence, de façon générale, la fracturation ne pourra s'effectuer à moins de 600 m sous la surface).
- Obligation, avant une fracturation, de réaliser une étude géomécanique visant à prévoir la propagation des fractures autour du puits.
- Obligation de suivi des opérations de fracturation afin de vérifier si le tout se comporte conformément à ce que l'étude géomécanique a prévu.
- Obligation d'obturation d'un sondage stratigraphique à la fin des travaux.

[7] www.mddefp.gouv.qc.ca/eau/souterraines/sih/

[8] www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/Q_2/Q2.htm

[9] www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/C_6_2/C6_2.html

Le rôle que jouent les intervenants, tels que les municipalités, les organismes de bassins versants (OBV) et le public, est également essentiel pour la protection des ressources en eau. Le transfert de connaissances, par exemple, est un enjeu important des projets PACES du MDDEFP. Lavoie et coll. (2012, 2013) proposent des approches novatrices afin d'incorporer les données de ces types d'études hydrogéologiques dans la gestion régionale du territoire et de s'assurer une source durable en eau souterraine.

Constats

- La caractérisation de la vulnérabilité des aquifères et des puits d'alimentation en eau potable joue un rôle important pour la protection des ressources en eaux souterraines.
- Dans les zones cibles du gaz de schiste, les systèmes hydrogéologiques peu profonds (c.-à-d. les aquifères d'eau douce) sont assez bien connus à l'échelle régionale. La plupart de cette connaissance provient des projets PACES récemment coordonnés par le MDDEFP (MDDEFP, 2013a).
- La cartographie de la vulnérabilité des aquifères peu profonds dans les zones cibles du gaz de schiste au Québec fait partie des biens livrables des projets PACES. Jusqu'à présent, cette cartographie a été réalisée (avec la méthodologie DRASTIC) pour tous les bassins versants situés dans ces zones, à l'exception des régions du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches où les projets sont en cours (les résultats seront disponibles à la fin de ces projets, en 2015).
- La vulnérabilité des aquifères aux sources de contamination profondes est plus difficile à déterminer par rapport aux sources situées en surface et des données suffisantes n'existent pas encore pour caractériser cette vulnérabilité.
- Les cartes de vulnérabilité aux sources de contamination à la surface du sol, produites à partir des projets PACES, donnent un portrait à l'échelle régionale, mais elles n'étaient pas préparées pour déterminer la vulnérabilité à l'échelle locale d'un site.
- Les cartes de vulnérabilité sont basées sur les indices relatifs des aquifères et ne tiennent pas compte des systèmes d'écoulement régionaux ou du comportement des contaminants (p. ex., leur dégradation et produits de dégradation, leur toxicité, etc.).
- La protection des sources d'eau souterraine destinées à l'alimentation en eau potable a été définie dans le Règlement sur le captage des eaux souterraines et le Règlement sur la qualité de l'eau potable.
- La protection des sources destinées à l'alimentation en eau potable (eaux souterraines et eau de surface), en particulier dans le contexte du développement du gaz de schiste et du pétrole, a été mise à jour en 2013 dans le cadre réglementaire et technique du projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (MDDEFP, 2013c).

5.2.3 Migration des substances et des contaminants naturels

Les risques environnementaux en matière de protection des ressources en eau qui sont associés au développement de l'industrie du gaz de schiste dépendent fortement de la présence et des caractéristiques des cheminements entre les sources potentielles de contaminants et les aquifères d'eau douce peu profonds (ou bien les cours d'eau). Pour les zones potentielles situées à la surface du sol (p. ex., déversements, fuites des bassins de rétention), les cheminements sont bien connus et les méthodes d'atténuation seraient plus faciles à développer. Ce n'est pas le cas pour les sources potentielles provenant du sous-sol, soit le shale d'Utica et le shale de Lorraine. Ces formations contiennent du gaz naturel, des fluides de formation (saumures) et des composantes organiques et inorganiques naturelles qui pourraient être mobilisés lors des activités de l'industrie du gaz de schiste. À ceci s'ajoutent les fluides de fracturation injectés ainsi que les produits de réaction ou de désintégration incluant le relargage de certains métaux et d'autres composantes (étude E3-5).

De nombreuses études internationales ont suggéré que les risques de fuites de contaminants de ces zones sources le long des failles ou des fractures naturelles ou induites, ou le long du puits d'extraction, pourraient être présents (Gassiat et coll., 2013; Vidic et coll., 2013). Molofsky et coll. (2013), par exemple, suggèrent qu'en Pennsylvanie, des cheminements naturels (failles et fractures) existent entre des zones sources au-dessus du shale de Marcellus (la zone cible) et les aquifères peu profonds, tandis qu'une zone étanche sépare ces formations du Marcellus. Ces cheminements pourraient expliquer les observations de concentrations naturelles en méthane qui ne sont pas liées au développement du gaz de schiste. Osborne et coll. (2011) ont trouvé un lien apparent entre les concentrations en méthane et la proximité du puits d'extraction gazier. L'étude E3-9 présente d'autres exemples (voir aussi le chapitre 2 sur l'état des lieux). Jackson et coll. (2013) résument les risques potentiels liés au développement du gaz de schiste sur les ressources en eaux souterraines via plusieurs cheminements possibles, incluant le cheminement à travers la zone intermédiaire comprise entre le shale cible et la base de l'eau potable.

Il faut noter que pour qu'un fluide puisse contaminer un aquifère peu profond, il faut non seulement une source et un cheminement perméable, mais aussi un gradient hydraulique supérieur au gradient hydrostatique (c.-à-d. une pression plus importante que la pression naturelle). Bien que plusieurs formations soient naturellement surpressurisées, Rivard et coll. (2012) notent qu'après la fracturation du shale et pendant le développement et l'extraction du gaz, les gradients de pression seront dirigés vers le puits et donc que le risque de contamination par un cheminement naturel loin du puits serait minimal. De plus, le fait que les masses volumiques des saumures sont élevées à ces profondeurs et que les shales ne sont pas normalement saturés en eau aura pour effet de diminuer encore les risques de migration. Cependant, dû à sa faible densité, le gaz a un potentiel de migration plus élevé que les fluides.

La recherche du savoir

Dans son plan de réalisation, le Comité a reconnu les risques de fuites des fluides et du gaz comme étant un enjeu important de la protection de la qualité de la ressource en eau. Afin d'évaluer ce risque dans le contexte du développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, le Comité a commandé deux études : l'une portant sur l'évaluation de la distribution spatiale du méthane dissous à l'état naturel dans les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent (étude E3-9), qui a été traitée au chapitre 2, et l'autre portant sur le potentiel de migration du méthane vers les aquifères peu profonds (étude E3-10).

L'étude E3-10 a pour objectif de déterminer et d'évaluer les mécanismes de migration du méthane et des fluides de formation et de fracturation entre les zones sources et les aquifères peu profonds. Elle vise à acquérir la connaissance requise afin de mieux protéger les ressources en eaux souterraines et porte sur une revue de littérature des cas d'étude des fuites et des cheminements de migration ainsi que sur la modélisation numérique de la migration des eaux de fracturation et du méthane.

Potentiel de migration

La revue de littérature a permis de cerner plusieurs modes de migration possibles entre les zones sources et les aquifères. Jackson et coll. (2013), par exemple, ont déterminé deux cheminements possibles pour la contamination d'un aquifère due à la fracturation hydraulique : 1) les fuites de gaz par un puits de production ou par interconnexion entre des puits rapprochés de production et abandonnés; 2) la migration du gaz ou des fluides de formation par des failles et des fractures naturelles.

En ce qui concerne les fuites le long d'un puits de production ou par interconnexion, de nombreux articles mentionnent que la qualité du ciment et le scellement du puits constituent la problématique la plus importante. Ainsi, Watson et Bachu (2009) estiment que 3,9 % des quelque 316 439 puits forés en Alberta ont déjà présenté une fuite de gaz entre le coffrage intermédiaire et le coffrage de surface (émanation à l'évent) et que 0,6 % des puits ont déjà présenté une fuite à l'extérieur du coffrage de surface (migration du gaz). Le problème est d'ailleurs reconnu par l'industrie. Plusieurs hypothèses sont proposées dans l'étude E3-10 afin d'expliquer cette observation, incluant la contraction lors de la prise du ciment (Dusseault et coll., 2000).

L'étude E3-10 relève également les cheminements possibles dus aux puits abandonnés et mal scellés. Plusieurs cas d'étude de contamination aux États-Unis, qui sont possiblement liés à ce type de fuite, sont également mentionnés.

Le potentiel de migration des fluides dans les failles et les fractures naturelles n'est pas bien documenté dans la littérature. Le manque d'information pourrait notamment être dû au fait que la probabilité d'occurrence de ces fuites par cheminements profonds demeure faible, comme suggéré par Flewelling et coll. (2013), ou au fait que le niveau de suivi aux sites d'exploitation est actuellement très faible, et donc il est très difficile de trouver une telle contamination. À cet effet, Jackson et coll. (2013) soulignent d'ailleurs les lacunes dans les données nécessaires pour évaluer ce type de risque et ils proposent des méthodes de suivi.

Modélisation

Les auteurs de l'étude E3-10 ont choisi deux scénarios de fuites basés sur les problématiques environnementales les plus répandues et observées dans la revue de la littérature, à savoir la migration le long d'un puits abandonné (scénario 1) et la migration le long d'une faille naturelle (scénario 2) sans et avec fracturation dans le shale.

Les propriétés hydrodynamiques des unités géologiques (perméabilité, porosité, saturation en eau) étaient basées sur plusieurs études existantes, incluant l'étude E2-1 ainsi que les études de Lavoie et coll. (2011) et de Konstantinovskaya et coll. (2012). Les propriétés du ciment et du fluide étaient basées sur d'autres références. Il faut noter qu'une plage de valeurs réalistes a été choisie afin d'inclure les cas extrêmes de risque, soit les flux de migration les plus et les moins rapides possibles.

Les simulations étaient effectuées avec DuMux, un modèle multiphasique (gaz et liquide), multi-constituant (p. ex., plusieurs composé dans chaque phase), non isotherme (température variable), pour des systèmes 3D de symétrie

radial (pour le scénario 1, puits abandonné) et en 2D, coupe verticale (pour le scénario 2, faille). Le modèle a été utilisé pour simuler le comportement du méthane et de la saumure dans un système conceptuel représenté par trois couches : le shale d'Utica, le groupe de Lorraine et des dépôts meubles.

Les simulations suggèrent que les risques de migration du gaz et de la saumure le long d'un puits abandonné, mais qui est bien scellé, devraient être faibles. Le flux du méthane et de la saumure le long d'une faille ayant une perméabilité réaliste ou élevée devrait être également faible. Bien que ces simulations soient parmi les plus avancées, elles sont basées sur des modèles conceptuels simplifiés et il faut tenir compte des incertitudes. Cependant, les auteurs ont choisi les paramètres physiques à partir de plages de valeurs réalistes (propriétés observées, mesurées ou estimées) et ils ont inclus une analyse de sensibilité avec des valeurs extrêmes et conservatrices, ce qui rend les simulations fiables, du moins pour les modèles conceptuels considérés dans cette étude. D'autres modèles conceptuels peuvent aussi s'appliquer.

Constats

- Une revue de la littérature suggère que les risques les plus importants de contamination des eaux souterraines peuvent être attribués à la conception des puits (gaziers ou pétroliers). Les fuites à l'évent du tubage de surface ou la migration de gaz lié à une mauvaise cimentation des coffrages constituent un problème reconnu par l'industrie.
- Les risques de contamination via des cheminements naturels (failles ou fractures) ou des cheminements induits, loin du puits, sont relativement plus faibles, mais leur importance est difficile à déterminer à cause du manque de données et du faible nombre de puits de suivi.
- Des risques non négligeables existent aussi à la surface d'un site, par exemple des bassins de rétention, des fuites de fluides et des fuites de carburants (diesel, gazoline).
- Le comportement de nouveaux contaminants associés au développement du gaz de schiste (fluides ou gaz) dans les aquifères d'eau douce peu profonds n'est pas bien connu. Les essais requis afin de prédire ce comportement n'ont pas encore été effectués.
- Les données existantes sur les teneurs en méthane naturel dans les basses-terres du Saint-Laurent suggèrent que la majorité du méthane naturel présent dans l'eau souterraine échantillonnée dans des puits d'alimentation en eau potable (95 % des échantillons) est d'origine biogénique, c'est-à-dire qu'il provient de sources moins profondes que celles dans l'Utica. Cette observation suggère que les unités intermédiaires entre le shale d'Utica et les ressources en eau douce peu profondes (c.-à-d. le groupe de Lorraine) sont relativement imperméables à l'échelle régionale et sur une échelle de temps géologique.
- Parmi les échantillons mesurés, 5 % ont présenté un mélange de méthane biogénique et thermogénique et un puits contenait du méthane d'origine clairement thermogénique. Des cheminements locaux pourraient donc exister entre le roc (à des profondeurs inconnues) et les aquifères peu profonds près de la surface du sol.
- Les simulations multiphasiques du scénario 1 de l'étude, dans le cadre d'une analyse de sensibilité, suggèrent que les fuites le long du coffrage ou à l'intérieur du puits à travers le ciment après fermeture seraient négligeables si un ciment de bonne qualité était utilisé et si le ciment était bien installé autour du puits ou à l'intérieur du puits après sa fermeture.
- Dans les simulations du scénario 1 du puits sans fracturation du shale d'Utica, les flux minimaux du méthane étaient de l'ordre de 0,0002 m^3 par an, et ce, même 250 ans après la fermeture du puits. Les flux

maximaux simulés étaient de l'ordre de 900 m^3 par an 10 ans après l'abandon du puits.

- Dans les mêmes cas avec fracturation, où la perméabilité du shale d'Utica a été augmentée, les flux maximaux dans le puits étaient de 3 à 13 m^3 par jour, ce qui reste toujours inférieur à la valeur de 300 m^3 par jour spécifiée dans le règlement de l'Alberta comme étant une fuite de gaz sérieuse.
- Les simulations du scénario 2 (migration le long d'une faille) suggèrent que la fracturation hydraulique du shale d'Utica ne pourrait pas causer une migration importante des fluides de formation et du méthane vers la surface.
- La modélisation numérique multiphasique des scénarios de fuites, avec une analyse de sensibilité, démontre que les fuites de saumure et de gaz le long des failles ou des fractures naturelles devraient être faibles, même après la fracturation.

5.3 La gestion des eaux usées

5.3.1 La recherche du savoir

Les données sur la gestion des eaux usées de l'industrie du gaz de schiste sont très fragmentaires. Pour répondre aux préoccupations soulevées par les citoyens dans le cadre des audiences du BAPE, deux grands besoins en matière de connaissances ont été établis par le Comité : 1) la mise au point de scénarios de traitement des eaux usées selon le rythme de développement de l'industrie, ce qui exige aussi une connaissance des technologies de traitement des eaux disponibles et de leur efficacité en regard des substances à risque utilisées lors des étapes de fracturation; 2) l'évaluation du recours à la technologie de stockage des eaux de reflux dans les formations géologiques profondes, afin notamment d'en évaluer les impacts environnementaux et les risques de sismicité.

Pour combler les besoins de connaissance concernant ces préoccupations, le Comité a demandé au MDDEFP de produire des avis techniques sur ces sujets. Les études E4-1, E4-2 et E4-3 en sont les produits.

5.3.2 Les quantités d'eaux usées produites

Selon les hypothèses de développement retenues (scénario 3, développement à petite échelle, 1 000 puits sur 10 ans avec un maximum de 349 puits la cinquième année; et scénario 5, développement à grande échelle, 9 000 puits sur 20 ans avec un maximum de 2 101 puits la dixième année), les quantités maximales d'eaux utilisées annuellement par l'industrie varieraient de 7,57 à 45,6 millions de m^3. Les eaux de reflux représentent environ 40 % de ces quantités, soit un volume variant de 3,03 à 18,24 millions de m^3 par année qui doit être géré dans le temps.

5.3.3 La qualité des eaux usées

La qualité des eaux de reflux est traitée à la section 5.2.1. On sait que la qualité des eaux usées peut varier selon leur provenance (région, forage, fracturation, nettoyage, eaux de formation géologique) et selon les divers additifs utilisés pour le forage et la fracturation hydraulique.

En plus des métaux, certains produits tels que de l'alcool acétylénique, des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), des alkylphénols, du chlorure d'ammonium, du triméthylique ou du quinoxifen peuvent se

retrouver dans les eaux de reflux. Par ailleurs certains polyesters comme la microsuspension du complexe alkylaryl poly-o-ester ne sont pas biodégradables et ne peuvent pas être éliminés par le traitement biologique.

5.3.4 Les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux au Québec

Au Québec, la plupart des municipalités utilise comme systèmes de traitement des eaux usées des étangs aérés qui ne sont pas conçus pour éliminer certains contaminants réfractaires au traitement biologique.

Le gouvernement a tout de même déterminé 11 ouvrages municipaux d'assainissement des eaux (OMAE) pouvant, sous certaines conditions, recevoir les eaux de fracturation de l'industrie du gaz de schiste :

- Shawinigan
- Shawinigan (Grand-Mère)
- Trois-Rivières métropolitain
- East-Angus
- Montréal (station Jean-R.-Marcotte)
- Lévis (station Desjardins)
- Montmagny
- Chambly (Agrandissement)
- Huntingdon
- Sorel-Tracy
- Nicolet

Au cours de l'année 2006, les entreprises gazières ont consulté les directions régionales du MDDEFP afin de s'assurer d'être conformes à l'article 22 de la LQE et du même coup faire valider leurs activités de traitement de l'eau.

Cet article de la Loi précise que « nul ne peut ériger ou modifier une construction, entreprendre l'exploitation d'une industrie (...) s'il est susceptible d'en résulter une émission, un dépôt (...) de contaminants dans l'environnement (...) ».

C'est ainsi qu'entre 2006 et 2010, le MDDEFP a validé l'activité de façon informelle en recommandant aux entreprises gazières, entre autres, de faire traiter leurs eaux usées par les OMAE et de ne pas les déverser dans les cours d'eau comme prévu dans leur planification.

Les entreprises gazières ont donc conclu des ententes directement avec les municipalités les plus proches de leur site de forage afin de faire traiter leurs eaux usées. Ces ententes étaient élémentaires, car les municipalités facturaient le traitement au kilogramme de DBO5 à traiter par mètres cubes d'eau. Les paramètres d'analyse exigés sur les eaux usées étaient les paramètres conventionnels : le pH, les C_{10}-C_{50}, la DBO5, le phosphore et l'azote. La charte des coûts n'était pas compatible avec les eaux des minières. Les montants offerts par les gazières étaient plus élevés que l'offre habituelle, alors que les résultats de la DBO5 étaient faibles.

La procédure de traitement était simple. Sur les sites de forage, les eaux usées étaient entreposées dans des bassins extérieurs près des lieux de forage. Ces bassins permettaient la décantation des particules solides, diminuaient la quantité des solides en suspension et rendaient possible la récupération des solides et des boues pour les lieux d'enfouissement technique. Puis, l'échantillonnage de l'eau était fait. Une fois les résultats d'analyse transmis à l'usine de traitement, l'eau était transportée jusqu'à la municipalité.

Aux usines municipales, le traitement habituel consiste en un premier filtre de type dégrilleur, puis l'eau est transférée dans les bassins d'aération (ou de non-aération) et, selon les résultats de l'analyse du phosphore, l'eau est traitée avec de l'alun ou du chlorure ferrique. Enfin, l'eau est remise au cours d'eau.

C'est autour de 2010, lorsque les entreprises gazières ont consulté les directions régionales du MDDEP de façon plus formelle afin d'obtenir un certificat d'autorisation pour l'utilisation d'une torchère ou d'un incinérateur, que le MDDEP a revu les procédures des compagnies et les a dirigées vers des municipalités beaucoup plus importantes en matière de capacité de traitement des eaux usées industrielles (Drummondville[10], Trois-Rivières, Huntingdon, en sont des exemples).

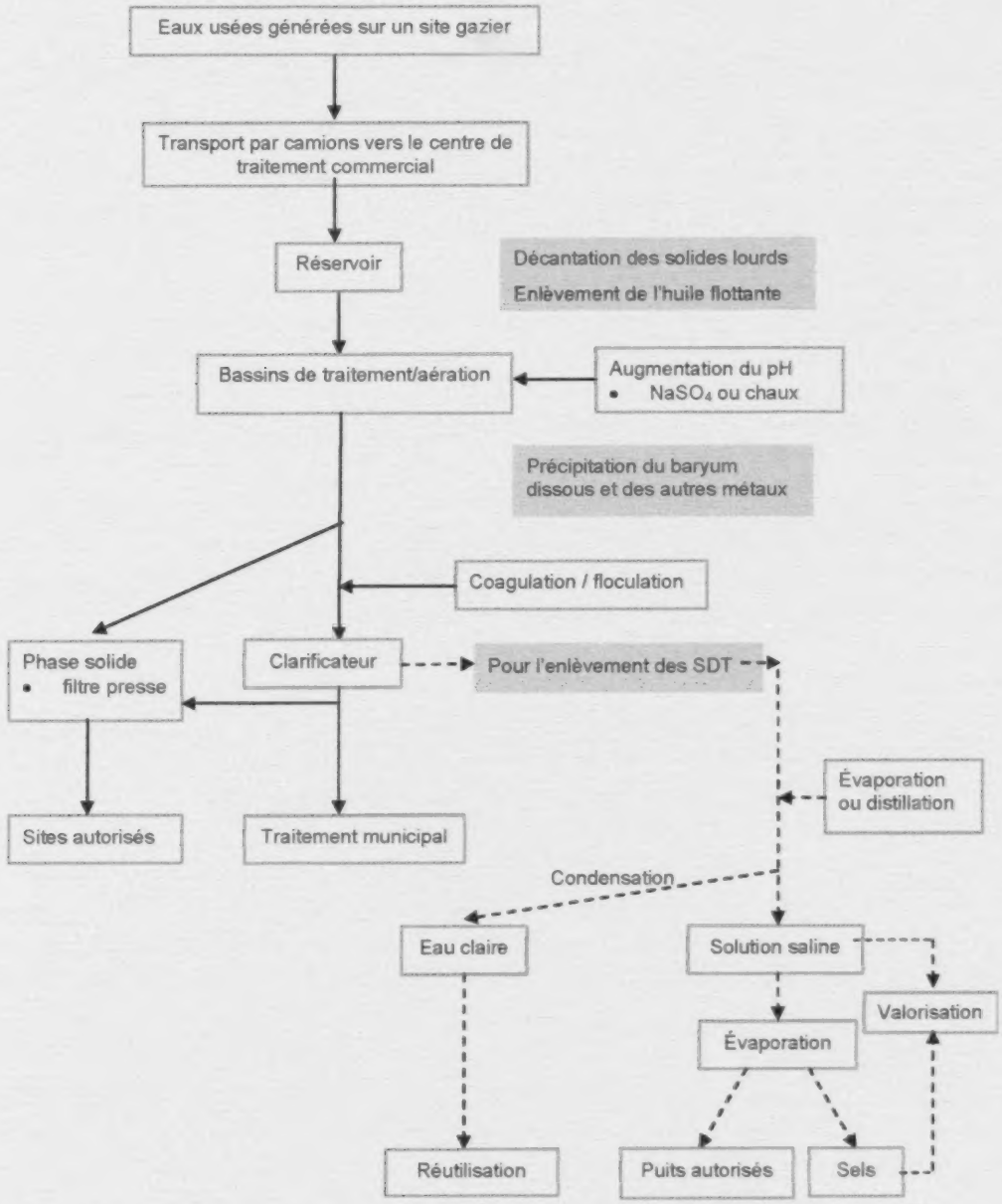
Selon le CIRAIG (étude M-2), les volumes d'eaux usées en phase d'exploitation à grande échelle pourraient devenir trop importants et d'autres solutions devront alors être mises en œuvre, comme des traitements plus spécifiques réalisés sur place. En outre, afin de minimiser les coûts de la gestion de l'eau qui peuvent atteindre plus d'un million de dollars par puits, l'industrie commence à mettre en place des systèmes centralisés de prélèvement, de distribution et de recyclage d'eau de fracturation et d'eau de reflux.

Cependant, compte tenu du fait que le MDDEFP recommande que la part d'eau de fracturation admissible à un ouvrage de traitement municipal soit limitée à 1 % du débit total reçu à la station, il en découle que l'utilisation des OMAE pourrait être envisagée pour un nombre limité de puits à définir sur une période de dix ans.

Aux États-Unis, l'utilisation d'unités mobiles pour traiter les eaux usées sur place ou encore aux centres de traitement commerciaux est de plus en plus fréquente. À titre d'exemple, la figure 5.4 illustre une chaîne de traitement commercial des eaux usées utilisée en Pennsylvanie. Cependant, les coûts liés à l'utilisation de ces unités sont très variables et dépendent des normes et des technologies de traitement retenues. En revanche, de telles unités ont pour avantage de réduire le transport des eaux usées par camionnage.

[10] Lors de la détermination des OMAE pouvant recevoir les eaux de fracturation de l'industrie du gaz de schiste, Drummondville ne respectait pas tous les critères retenus.

Figure 5.4 : Exemple de chaîne de traitement commerciale des eaux usées de l'industrie gazière utilisée en Pennsylvanie



Source : Tiré de l'étude E4-2, page 8

Enfin, la réutilisation, avec ou sans traitement, des eaux de reflux par l'industrie permettrait non seulement de réduire les prélèvements d'eau, mais aussi de diminuer de façon marquée les quantités d'eaux usées à traiter et donc les impacts négatifs qui y sont associés.

Selon une étude de J. A. Veil (2010), la plupart des exploitants du gaz du shale de Marcellus, en Pennsylvanie, réutilisent maintenant les eaux de reflux afin de minimiser les coûts et les impacts environnementaux.

5.3.5 Le stockage dans des formations géologiques

L'Alberta, la Colombie-Britannique ainsi que la plupart des États américains éliminent les eaux usées provenant des activités liées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans des formations géologiques profondes. Sur environ 150 000 puits de classe II aux États-Unis, 28 000 sont des puits d'élimination. Cette pratique est encadrée par des règlements et directives visant à protéger la santé publique et l'environnement.

Au Québec, les unités stratigraphiques sous le shale d'Utica sont des calcaires, des dolomies et des grès qui sont considérés comme des roches réservoirs potentielles dans lesquelles il serait possible d'injecter des eaux usées pour les éliminer. Ces unités stratigraphiques ont fait l'objet de travaux d'exploration pétrolière et gazière. Le réservoir de Saint-Flavien dans les dolomies du groupe de Beekmantown a produit plus de 165 millions de m^3 (5,7 Bcf) de gaz naturel entre 1980 et 1994 (Béland et Morin, 2000). Depuis 1998, le réservoir de Saint-Flavien a été converti en réservoir de stockage de gaz naturel saisonnier qui est exploité par la compagnie Intragaz[11]. L'unité stratigraphique la plus favorable pour stocker des liquides ou des gaz en fonction de ses propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) se trouve toutefois sous les dolomies du Beekmantown, dans les grès du groupe de Potsdam à la base de la séquence sédimentaire (Konstanstinovskaya et coll., 2011). Cette unité stratigraphique se situe entre 2 000 et 4 000 m de profondeur dans le corridor 2, entre la faille de Yamaska et la ligne de Logan.

Durant les années 1980, la compagnie Tioxide, à Tracy, avait étudié la possibilité de recourir au stockage dans des formations géologiques profondes pour éliminer des acides. Un puits avait été foré jusqu'à une profondeur de 1 738 m pour atteindre le socle précambrien, traversant ainsi toute la séquence sédimentaire des basses-terres du Saint-Laurent. Des zones perméables favorables à l'injection de fluides ont été recensées dans les grès du groupe de Potsdam, à la base de la séquence sédimentaire (Fleury, 1988). Le projet a été abandonné parce que le débit d'injection calculé par des tests en forage n'était pas suffisant pour disposer de la quantité journalière d'acide que l'on voulait éliminer. L'augmentation de la pression d'injection pour fournir un débit acceptable aurait demandé une pression plus grande que la pression naturelle des fluides, créant une fracturation des roches dans les zones perméables ciblées pour l'injection. La présence d'une faille à moins de 800 m du sondage et l'incertitude quant à la réaction de l'acide sur les roches sont deux autres facteurs qui ont influencé la décision d'abandonner le projet.

Aux États-Unis, les exigences réglementaires applicables aux puits d'injection varient en fonction des formations géologiques utilisées pour le stockage et des caractéristiques des eaux à éliminer. Le Safe Drinking Water Act a été promulgué en 1974 pour protéger l'approvisionnement en eau des citoyens. Cette loi régit en partie les opérations d'élimination des eaux usées. Les opérateurs utilisant la technique de stockage dans des puits profonds doivent démontrer qu'ils n'endommageront pas les sources d'eau potable souterraines. Plusieurs types de fluides peuvent être injectés, tels que des déchets liquides toxiques, des liquides industriels non toxiques, des eaux municipales, des saumures ou d'autres fluides associés à la production de gaz et de pétrole, des résidus miniers liquides, des eaux de déchets radioactifs et du dioxyde de carbone (NRC, 2012). Dans le cas du dioxyde de carbone (CO_2), les sites d'injection doivent être caractérisés au point de vue géologique, géophysique et géochimique. Les conditions de pression et de température des roches réservoirs ciblées doivent être connues, de même que la réaction chimique de ces roches avec le CO_2. La sismicité régionale est également prise en compte avant de choisir un site. Dans l'ensemble des projets pilotes, tant en Amérique qu'en Europe et en Australie, aucun

[11] www.intragaz.com

cas de sismicité induite n'a été rapporté suite à l'injection de CO_2 en profondeur, ce qui démontre qu'un site bien choisi est garant de la sécurité de l'opération du stockage en profondeur. La question de la sismicité induite est abordée plus en profondeur dans le chapitre 8 traitant des risques technologiques et naturels.

Constats

- Les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux présents sur le territoire québécois sont essentiellement des étangs aérés qui n'ont pas été conçus pour traiter les eaux de reflux.
- En traitant localement les eaux de reflux dans des installations conçues à cette fin, on répondrait plus adéquatement au principe de précaution et de protection des écosystèmes, tout en diminuant les nuisances et les impacts liés au transport de ces eaux usées.
- Aux États-Unis, l'industrie tend à traiter partiellement ses eaux usées et à les réutiliser pour des fracturations subséquentes. Cette pratique est très commune quand plusieurs puits sont situés sur un même site, car l'eau de reflux d'une première fracturation est immédiatement disponible pour la fracturation subséquente, ce qui apporte des économies substantielles.
- La réglementation québécoise n'encadre pas les activités d'élimination des eaux usées provenant des activités de production d'hydrocarbures par injection dans des formations géologiques profondes. En l'absence d'un tel encadrement, il serait préférable d'augmenter nos connaissances des risques liés à cette pratique d'injection et de s'en tenir aux techniques de traitement connues.

6. La qualité de l'air

Lors des consultations du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), plusieurs intervenants ont exprimé leurs inquiétudes quant à une détérioration éventuelle de la qualité de l'air ambiant advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. La préoccupation concerne principalement les impacts négatifs sur la santé de la population qu'aurait une pollution atmosphérique accrue occasionnée par cette industrie. En effet, il est reconnu que les contaminants atmosphériques peuvent avoir une incidence sur la santé de la population, d'où la mise en place de normes sur la qualité de l'air ambiant. Les critères québécois sont libellés dans le Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (RAA).

Les sources de contaminants atmosphériques issus de l'industrie du gaz de schiste sont essentiellement liées à la combustion de carburant par les camions de transport, la machinerie lourde, les génératrices, les chaudières et les compresseurs ainsi qu'aux émissions fugitives de méthane et de certains autres hydrocarbures tels que l'éthane, le propane ou le benzène et d'autres composés organiques volatils (COV) qui peuvent faire partie du flux du gaz.

Les nuisances associées aux odeurs ont également été soulevées lors des différentes interventions du public.

6.1 La recherche du savoir

Dans le but d'évaluer les impacts potentiels sur la qualité de l'air ambiant et de répondre aux préoccupations des citoyens concernés, le Comité a demandé la réalisation d'une étude sur la modélisation de la dispersion des contaminants atmosphériques issus de l'industrie dans le milieu d'accueil représentatif, selon les différentes étapes d'un projet type et dans le cas d'opérations simultanées (études A1-1 et A1-2).

Différents facteurs influent sur la dispersion atmosphérique et ceux-ci doivent être pris en compte dans la modélisation. Il est question notamment du bruit de fond (concentrations initiales de contaminants dans l'air), de la météorologie, de la topographie du milieu d'accueil, des barrières naturelles comme les boisés, du type de contaminant émis et, enfin, de la technologie utilisée telle que le niveau d'efficacité des moteurs à combustion et le type de carburant.

Le Comité a demandé des modélisations pour plusieurs contaminants, dont les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de souffre (SO_2), le monoxyde de carbone (CO), les particules totales et fines (PST, $PM_{2,5}$), les COV[1], le sulfure d'hydrogène (H_2S), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et les aldéhydes (formaldéhyde, acétaldéhyde, acroléine, etc.). Les concentrations de ces contaminants seront comparées aux normes québécoises de qualité de l'air ambiant du RAA, aux critères de qualité de l'air du Québec (MDDEFP, 2013d) et aux seuils olfactifs des contaminants identifiés.

[1] Les composés considérés comme des COV par le MDDEFP sont au nombre de 163. Certains, comme les alcanes, sont assez peu réactifs et participent moins à la formation de l'ozone. C'est la raison pour laquelle l'éthane et le propane ne sont pas considérés comme des COV par le gouvernement canadien, contrairement au gouvernement du Québec. Dans le contexte du présent rapport, la définition du MDDEFP est retenue et donc modélisée.

6.2 La modélisation

Les hypothèses suivantes ont été retenues :

- La modélisation intègre les taux d'émission de contaminants atmosphériques pour les sources mobiles, fixes, et fugitives reliées aux activités de forage, de fracturation hydraulique et d'essai de production en phases d'exploration et de développement. Les sources reliées aux travaux de construction courants (aménagement de chemins d'accès ou travaux de préparation des sites) n'ont pas été considérées.
- Dans une perspective de prudence afin d'éviter de sous-estimer les impacts sur la qualité de l'air d'un projet type, des taux d'émission correspondant à des technologies d'avant l'année 2000 ont été retenus. De plus, ces taux ont été estimés sans considération de mesure de contrôle des émissions autres que réglementaires en utilisant les facteurs d'émission les plus élevés retrouvés dans la littérature.
- Dans la même optique de prudence, la composition du gaz naturel retenu contient cinq fois plus de COV (benzène, toluène, éthylbenzène et xylènes [BTEX] et autres) que la composition typique du shale d'Utica.
- Les auteurs ont également retenu une concentration à la source de 100 ppmv (parties par million en volume) pour l'H_2S. Toutefois, il s'avère très peu probable que du H_2S soit présent dans l'Utica puisqu'il n'est pas identifié comme tel dans les analyses de gaz. De plus, le gypse et l'anhydrite, riches en sulfates, sont la source principale de H_2S dans les bassins sédimentaires et ces minéraux sont notamment absents du bassin des basses-terres du Saint-Laurent. Même dans l'Utica, les minéraux sulfureux ne sont présents qu'à de très faibles concentrations (étude E3-5). Enfin, le H_2S est fortement odorant et sa présence aurait été facilement détectable par le sens olfactif s'il avait été présent, même à de très faibles concentrations (détectable à des concentrations aussi faibles que 0,001 à 0,13 ppm, selon la Commission de la santé et de la sécurité du travail [CSST]).
- La dispersion des contaminants a été modélisée selon six jeux de données météorologiques permettant de représenter toutes les conditions météorologiques des basses-terres du Saint-Laurent. La moyenne des conditions météorologiques, celle des facteurs de pondération journaliers ou celle des facteurs de pondération annuels ont été appliquées selon le scénario modélisé (le nombre de jours d'activités).
- Des paramètres de surface pour un domaine agro-forestier uniforme ont été considérés.
- Les récepteurs (points de calcul des concentrations de contaminants dans l'air ambiant) ont été disposés tous les 50 m jusqu'à 1 km du site, tous les 100 m de 1 à 3 km du site et tous les 250 m de 3 à 5 km du site.
- Le sillage des bâtiments, l'élévation et la variation horaire des paramètres météorologiques et des inversions de température au sol ou en altitude ont tous été considérés dans le modèle de dispersion.
- La transformation chimique, la déposition et l'absorption par la végétation n'ont pas été retenues et, par le fait même, les concentrations ont tendance à être surestimées à mesure que l'on s'éloigne de la source.
- Le bruit de fond et la présence de contaminants atmosphériques provenant de sources externes ont été intégrés dans la modélisation. Ces concentrations initiales sont ajoutées aux résultats du modèle de dispersion atmosphérique.

6.3 Impacts sur la qualité de l'air

Le tableau 13.1 de l'étude A1-2 résume les résultats de la modélisation des impacts sur la qualité de l'air, des mesures de mitigation et des impacts résiduels par étape d'implantation d'un projet de gaz de schiste.

6.3.1 Modélisation sans mesures d'atténuation

En général, l'intensité et l'étendue des dépassements varient selon les jeux de données météorologiques et les phases d'un projet type. Ces dépassements sont parfois importants (plusieurs fois la norme) en bordure des sites et peuvent s'étendre de moins de 100 m à plusieurs kilomètres selon les contaminants.

À partir de la modélisation et en considérant les concentrations initiales dans l'air, des dépassements potentiels des normes et critères de qualité de l'air ambiant sont observés pour plusieurs contaminants, notamment le dioxyde d'azote (NO_2), les $PM_{2,5}$, le formaldéhyde et les HAP. Ces dépassements sont reliés à l'utilisation de moteurs à combustion lors du forage et de la fracturation hydraulique sur un site multipuits et à l'usine de traitement du gaz.

La modélisation de la dispersion dans l'air des BTEX en provenance du bassin de stockage à ciel ouvert des eaux de reflux montre des dépassements très élevés des normes, et ce, bien au-delà des bordures des sites. Les taux d'émission utilisés sont toutefois basés sur des concentrations théoriques de COV dans les eaux de reflux et des analyses plus détaillées et plus précises pour ces contaminants à l'entrée des bassins seraient nécessaires pour éliminer les incertitudes reliées à cette estimation. D'ailleurs, une étude américaine récente a démontré que les émissions de méthane à l'atmosphère lors du reflux des eaux et des essais sont 98 % inférieures à celles estimées dans l'inventaire de l'Environmental Protection Agency (Allen et coll., 2013).

Les systèmes de contrôle pneumatiques au gaz, les émissions fugitives de procédés et les évents de coffrage en tête de puits ont été reconnus comme étant les sources en cause dans les cas de dépassement des normes relatives au benzène, au toluène, au xylène et à l'hexane lors de production gazière sur les sites. Semblablement, des dépassements en benzène et en toluène ont été modélisés au centre de traitement du gaz. Les sources en cause sont les émissions fugitives de procédés et les évents des régénérateurs de glycol.

6.3.2 Modélisation avec mesures d'atténuation

Avec les mesures d'atténuation (utilisation de moteurs à combustion dernière génération et de carburant à faible teneur de souffre, réduction et captage d'émissions fugitives), il serait possible d'éliminer complètement les dépassements des normes et des critères de qualité de l'air ambiant autour des sites, sauf en ce qui concerne le NO_2 lors de la fracturation (dont la concentration reste hors norme jusqu'à 300 m du centre de la source d'émission), et le NO_2 (jusqu'à 100 m) et le formaldéhyde (jusqu'à 200 m) lors du traitement du gaz. Le rehaussement des cheminées des moteurs des compresseurs permettrait d'éliminer les dépassements potentiels des normes de NO_2 et de formaldéhyde pour le centre de traitement du gaz.

De plus, le remplacement des moteurs à combustion fixes par des moteurs électriques alimentés à partir du réseau de distribution existant, en combinaison avec les autres mesures d'atténuation identifiées pour les autres sources d'émission, permettrait de respecter les normes et critères de qualité de l'air ambiant. L'utilisation de moteurs électriques fixes serait plus facile à implanter pour des sites à proximité du réseau de distribution existant et pour les installations permanentes, telles que les compresseurs de puits ou les centres de traitement du gaz, mais serait plus difficiles à implanter pour le forage ou la fracturation hydraulique.

6.3.3 Les odeurs

Les propriétés odorantes de différents contaminants ont été modélisées pour chacune des activités de l'industrie du gaz de schiste retenues dans l'étude A1-2.

Sans mesures d'atténuation, l'impact des odeurs pourrait être très important à des distances allant jusqu'à cinq kilomètres. Lors du forage et de la fracturation, les aldéhydes (notamment l'octanal et l'acétaldéhyde) et le NO_2 associés aux moteurs à combustion sont les principaux contaminants contribuant aux concentrations d'odeur dans l'air ambiant. À l'essai de production, ce sont les émissions présumées de H_2S et de COV (notamment le toluène) provenant des bassins des eaux de reflux qui auraient l'impact « odeur » le plus important. Semblablement, le H_2S et le toluène sont les principaux constituants de l'impact « odeur » lors de la production s'il y avait des fuites fugitives aux puits. Enfin, pour le traitement, l'impact « odeur » est dominé par les aldéhydes et l'acroléine présents dans les émissions des moteurs diesels, et le H_2S et les COV modélisés comme étant présents dans les émissions fugitives des procédés et les émissions des évents des régénérateurs de glycol.

Avec les mesures d'atténuation, les concentrations d'odeur maximums diminueraient considérablement, mais pourraient tout de même atteindre plus de 10 u.o/m^3 jusqu'à 600 m d'un site lors de la fracturation hydraulique[2]. Les moteurs diesel en sont la cause. Par contre, cette étape dure au plus deux mois et demi selon le scénario de six puits par site multipuits, quinze fracturations par puits et une fracturation par jour à raison de quatre heures par jour.

Encore une fois, le remplacement des moteurs à combustion fixes par des moteurs électriques permettraient de virtuellement éliminer les impacts liés aux odeurs autour des sites multipuits et des centres de traitement du gaz.

6.4 Effets cumulatifs

Les effets cumulatifs d'activités simultanées de forage, de fracturation hydraulique et de production dans une même région ont été modélisés. Pour le cas de base, sans contraintes d'implantation, les impacts sur la qualité de l'air pourraient être importants bien au-delà du voisinage immédiat des sites multipuits, principalement pour le NO_2, les $PM_{2,5}$) et les odeurs. Cependant, avec la mise en place de mesures d'atténuation comme celles discutées précédemment, les effets cumulatifs deviendraient marginaux.

6.5 Émissions d'oxydes d'azote et ozone troposphérique

Les oxydes d'azote sont des précurseurs à la formation d'ozone troposphérique. Les projections jusqu'en 2035 des émissions globales annuelles de NO_x pour les scénarios de développement 3 et 5 (cas de base sans mesures de mitigation) indiquent que, au sommet de la courbe d'implantation, les émissions de NO_x représenteraient 9 % (scénario 3) et 60 % (scénario 5) des émissions provinciales de 2011 (estimées à 246 000 tonnes par Environnement Canada). Ceci représente une contribution très importante, surtout dans un contexte où l'objectif gouvernemental est plutôt la réduction des émissions provinciales de NO_x pour éviter de faire augmenter les épisodes de pollution par l'ozone.

En considérant les mesures de réduction des émissions reliées à l'utilisation de moteurs de dernière génération, les émissions se stabiliseraient à 0,2 % des émissions provinciales de 2011 pour le scénario 3, alors qu'elles se stabiliseraient à environ 2 % des émissions provinciales de 2011 pour le scénario 5.

Même si, à l'échelle locale, un projet type contribuerait à augmenter les concentrations d'ozone lors d'un épisode de pollution par l'ozone, il faut souligner qu'étant donné que ces épisodes couvrent de vastes régions et parfois

[2] Dix (10) unités odorantes par mètre cube (u.o/m^3) est la concentration à partir de laquelle on peut s'attendre à recevoir un nombre élevé de plaintes de la part des citoyens.

même tout le sud du Québec, l'impact d'un seul site multipuits ne serait, selon toute vraisemblance, pas très important, surtout si les mesures de mitigation sont en place.

Constats

- Sans mesures de contrôle et de réduction des émissions atmosphériques, le développement du gaz de schiste selon les scénarios 3 ou 5 pourrait avoir un impact important sur la qualité de l'air à l'échelle locale et à l'échelle régionale dans les sous-régions à haute densité d'implantation.
- La modélisation montre que le contrôle des émissions à toutes les étapes et l'utilisation de moteurs à combustion de dernière génération permettraient d'éliminer les dépassements des normes ou critères de qualité de l'air ambiant à proximité des sites pour toutes les étapes d'implantation, sauf pour le NO_2 durant la fracturation, dont la concentration resterait hors norme jusqu'à 300 m du centre d'un site multipuits. L'utilisation de moteurs électriques, qui seraient alimentés par le réseau d'électricité existant, réduirait encore plus les émissions de contaminants.
- Sans mesures d'atténuation, des odeurs pourraient être perçues par certains individus à plus de 5 km lors de la fracturation hydraulique, jusqu'à 1 km pour le forage, à 700 m d'une usine de traitement du gaz et à 150 m d'un site en production s'il y avait des fuites fugitives. Avec les mesures d'atténuation, les concentrations d'odeur génératrices de plaintes (10 u.o/m^3 et plus) pourraient tout de même s'étendre à 150 m et à 600 m d'un site multipuits pour les étapes du forage et de la fracturation hydraulique. Le remplacement des moteurs à combustion fixes par des moteurs électriques pourrait atténuer cette problématique.
- Avec des mesures de réduction des émissions reliées à l'utilisation de moteurs de dernière génération, les émissions d'ozone représenteraient un faible pourcentage des émissions provinciales (0,2 % des émissions provinciales de 2011 pour le scénario 3 et environ 2 % des émissions provinciales de 2011 pour le scénario 5).

7. Les gaz à effet de serre

7.1 L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste a retenu parmi ses principes directeurs de centrer l'analyse de la filière gaz de schiste sur les grands enjeux environnementaux en s'inscrivant dans une perspective de développement durable. Dans cet esprit, le Comité de l'ÉES tient compte des engagements du gouvernement du Québec en matière de lutte aux changements climatiques et des principaux objectifs de réduction des gaz à effet de serre (GES).

Lancé en juin 2012, le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques (PACC 2020), qui s'accompagne de la Stratégie gouvernementale d'adaptation aux changements climatiques, constitue la pièce maîtresse de l'approche stratégique du Québec en matière de changements climatiques. Ce plan propose un ensemble d'outils et de mesures visant l'atteinte de l'objectif 2020 du Québec en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre que le gouvernement avait initialement fixé à 20 % sous le niveau de 1990 pour ensuite le réviser à 25 % sous le niveau de 1990.

Le PACC 2020 et la stratégie qui l'accompagne ne sont pas les seuls moyens dont dispose le Québec pour atteindre ses objectifs de réduction des GES et d'adaptation aux impacts des changements climatiques. En effet, d'autres stratégies, politiques et orientations sont envisagées au cours des prochaines années, notamment dans les domaines du transport, de l'aménagement du territoire, de la gestion des risques, de l'innovation, du développement des connaissances, des savoir-faire et des technologies ainsi que de la sensibilisation et de la formation. Par ailleurs, le gouvernement s'est engagé à intégrer la préoccupation des changements climatiques dans l'administration publique comme devoir d'exemplarité.

Le PACC 2020 est donc évolutif et les 30 priorités qui y sont définies, ainsi que les actions qui en découlent, constituent la première phase de ce plan. Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parc (MDDEFP), ces actions devraient permettre des réductions d'émissions de GES de l'ordre de 6,1 mégatonnes d'ici 2020, ce qui représente environ 42 % de l'objectif de réduction fixé.

Au total, le Québec avait un inventaire global d'un peu plus de 82,5 millions de tonnes d'équivalents de CO_2 à la fin de 2010, soit une baisse de 1,6 % par rapport à 1990. Il est important de constater que durant la même période le PIB du Québec a connu une hausse de 50 %, découplant ainsi la croissance de l'économie et celle des GES. Les plus fortes baisses d'émissions viennent du secteur industriel (-11,4 %), des matières résiduelles (-37,1 %) et des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (-17,3 %). Les émissions du secteur du transport ont connu une hausse de 27,9 % et celles du secteur agricole, une hausse de 5,5 %.

Ainsi, 42,5 % des émissions actuelles proviennent du secteur du transport (35 millions de tonnes) et 32,9 % du secteur industriel (27 millions de tonnes). Près du trois quarts (73,3 %) du bilan de la province vient de la production ou de la consommation de carburants et de combustibles. Grâce à la forte présence de l'hydroélectricité, la part des GES liée à la production d'électricité est de moins de 1 %.

7.2 La recherche du savoir

Dans son Rapport sur le développement de l'industrie des gaz de schiste au Québec (BAPE, 2011), le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) rendait compte des inquiétudes de certains intervenants quant aux émissions des GES associés aux activités de l'industrie du gaz de schiste.

Notons les principaux constats du BAPE sur cet aspect :

- La commission d'enquête constate que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a confié la réalisation d'une étude pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre des activités d'exploration et d'exploitation gazière au Québec.

- La commission d'enquête constate que le fait de produire localement du gaz naturel pour le consommer localement pourrait réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle canadienne par rapport à une importation de gaz de l'Alberta. Cette réduction ne serait toutefois pas comptabilisable par le Québec, qui devrait plutôt comptabiliser les émissions liées à une future production québécoise de gaz naturel.

Les recherches se multiplient dans les domaines cités plus haut et pour améliorer ses connaissances en la matière, le Comité a puisé les informations les plus récentes disponibles dans la littérature scientifique, en particulier celle des États-Unis (Howarth et coll., 2012; Burnham et coll., 2012; Hughes, 2011). Par ailleurs, outre le mandat confié au Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) (étude GES1-1), le Comité a également consulté les spécialistes du Bureau des changements climatiques du MDDEFP (étude GES1-2). De plus, grâce à la représentation du Québec auprès de la Communauté européenne, il a été possible de suivre les débats dans de nombreux pays où le gaz de schiste est également au cœur d'un débat public, notamment la France et l'Angleterre, où plusieurs projets de lois et règlements font l'objet de discussion. Finalement, lors de ses missions dans diverses provinces canadiennes et divers États américains, le Comité a été en mesure de prendre connaissance des travaux de chercheurs, notamment en Pennsylvanie, dans l'État de New York et dans l'Ouest canadien.

Il existe un vaste éventail de travaux qui portent sur les émissions de GES, incluant les émissions attribuables aux fuites fugitives de méthane des sites de production de gaz naturel. C'est aux États-Unis que se concentre cette recherche, compte tenu de l'ampleur sans cesse croissante du gaz naturel dans le bilan énergétique national[1]. Cette croissance s'explique par la mise en œuvre de deux des objectifs de la politique énergétique américaine, à savoir une plus grande autonomie face aux importations et une réduction des émissions de GES. En effet presque 40 % de la production électrique américaine provient de centrales thermiques au charbon.

Les chiffres obtenus par les études effectués aux États-Unis étant récents, ils offrent une perspective de premier plan à la fois sur l'état des émissions liées aux technologies actuelles et sur les progrès possibles menant à une réduction des émissions lors de la mise en place de nouveaux sites de production. Les meilleurs standards et les meilleures pratiques de l'industrie apportent une base importante à la réglementation à venir.

Aux États-Unis, une importante conversion du charbon vers le gaz naturel est en cours, mais cela ne se fait pas sans débat. Certaines études mettent en doute la réduction réelle des émissions de GES (Howarth, 2011) si le gaz de schiste remplace le charbon. Par ailleurs, plusieurs études regardent de plus près les émissions aux sites de production de gaz naturel.

Plusieurs chercheurs ont suggéré que la mise en marche d'un puits est l'étape où l'on peut rencontrer le plus d'émissions de méthane. Ces mêmes chercheurs ont estimé que durant la période de reflux des eaux de fracturation (*flowback*), une grande quantité de méthane est libérée dans l'atmosphère sans être captée ou brûlée à la torche.

[1] La production de gaz naturel de schiste, qui occupe déjà 30 % de la production américaine d'électricité, devrait passer à 50 % en 2040 selon l'Energy Information Administration (EIA).

L'Environmental Protection Agency (EPA) avait déjà réalisé une première série d'études menant à un premier inventaire des émissions de méthane à la tête de puits en 2011. Une étude de l'Université du Texas à Austin (Allen et coll., 2013) apporte un nouvel éclairage sur les techniques récentes et permet de comparer les résultats avec le bilan précédent. Cette étude, réalisée par un large consortium de chercheurs de l'industrie et du milieu des sciences, permet de constater, entre autres, que les niveaux d'émissions de méthane sur les sites de production de gaz naturel aux États-Unis sont inférieurs à ceux de l'étude précédente de l'EPA.

Ces données sont très importantes, car du point de vue des GES, le méthane est 23 fois plus puissant par molécule émise que le CO_2. Le Québec, s'il va de l'avant avec l'exploitation du gaz de schiste, pourra se référer à ce savoir et aux normes qui en découlent.

7.3 Sources d'émissions des GES de l'industrie du gaz de schiste

Le projet type (étude M-2) a été défini en colligeant les informations disponibles reliées aux activités, aux façons de faire et aux stratégies de développement des compagnies gazières qui ont commencé leurs activités au Québec et ailleurs en Amérique du Nord. Étant donné que l'industrie est assez récente au Québec et que toutes les étapes décrites dans le projet n'y ont pas encore été réalisées, les informations compilées sont principalement basées sur d'autres régions et elles doivent donc être extrapolées au contexte québécois.

Les émissions de GES de l'industrie du gaz de schiste proviennent de multiples sources. Certaines sont liées aux travaux d'implantation sur les sites, d'autres à la phase de forage des opérations et d'autres encore au transport vers les lieux de consommation.

Les études de cycle de vie tiennent compte de toutes ces étapes et incluent les émissions provenant des moteurs à combustion, des compresseurs, des gazoducs et des torchères, les émissions de gaz naturel générées lors des opérations de forage et de complétion ainsi que les émissions fugitives des équipements.

Tableau 7.1 : Phases de l'exploitation du gaz de schiste, activités et principales sources d'émissions de GES

Phase	Activité	Principales sources d'émissions de GES
1. Matières premières, matériel et services	S.O.	S.O.
2. Travaux préliminaires	Levés géophysiques de terrain, préparation du site	Machineries, occupation/transformation des terres, transport des matériaux
3. Exploration	3.1 Forage de puits	Groupes électrogènes, moteurs diesel, chaudières, torchère
	3.2 Fracturation hydraulique	Camions-pompes, équipements de mélange (p. ex., convoyeur, unité d'hydratation)
	3.3 Essai de production	Ventilation de gaz, torchère, bassin des eaux de reflux
4. Projet pilote/Développement	4.1 Forage de puits	Idem à étape 3.0
	4.2 Fracturation hydraulique	Idem à étape 3.0
	4.3 Essai de production	Idem à étape 3.0
5. Production	5.1 Manutention du gaz	Compresseur, évent, tête de puits, etc.
	5.2 Traitement du gaz	Chauffage du gaz et du régénérateur de glycol, station de compression, etc.
6. Transmission	6.1 Branchement au gazoduc	Conduite pour amener le gaz de la station de pompage au réseau de distribution, matériaux et transport, etc.
	6.2 Distribution du gaz	Opération des compresseurs, etc.
7. Fermeture	7.1 Arrivée des équipements	Transport, etc.
	7.2 Fermeture du puits	Retrait des tuyaux et scellement des puits, transport des matériaux (boues, ciment, etc.), excavation et transport de terre, etc.
	7.3 Remise en état du site	Transformation des terres

Source : Adapté des études M-2, GES1-1, GES1-2 et A1-2

7.4 Les émissions fugitives de méthane

L'analyse du cycle de vie a fait ressortir que le taux d'émissions fugitives est un paramètre extrêmement sensible, qui affecte de manière importante la performance environnementale de la filière du gaz de schiste sur le plan des émissions de GES.

Les émissions fugitives de méthane constitueraient ainsi le principal contributeur du bilan de GES, comptant pour 62 à 84 % des émissions d'un site selon l'analyse du CIRAIG. Plusieurs auteurs ont estimé les émissions fugitives liées à l'exploitation du gaz de schiste et il ressort de ces études que ces taux varient entre 2 et 8,8 % du gaz extrait[2]. L'analyse a retenu deux taux d'émissions fugitives, soit 1 % et 3 % de la production du gaz de schiste. Le CIRAIG considère que le taux d'émissions fugitives de l'ordre de 3 % est celui qui fait le plus consensus auprès des experts sur la base des connaissances actuelles.

Cela dit, l'étude plus récente de l'Université du Texas et celle de l'EPA arrivent à des taux de fuites inférieures à 1 %. Plus près de chez-nous, à titre indicatif, le Comité note qu'historiquement les fuites dans le réseau de

[2] Une étude publiée après les travaux du CIRAIG (Allen et coll., 2013) rapporte un taux de 0,5 %.

distribution de Gaz Métro au Québec tendent à confirmer ce taux, qui était évalué à 0,63 % lors de la dernière cause tarifaire (dossier R-3809-12) présentée devant la Régie de l'énergie. De plus, selon M. Don O'Connor[3], lors d'une présentation à la conférence Americana en 2012, les infrastructures de production, de collecte et de transport du gaz aux États-Unis étant moins récents que ceux du Canada, les émissions fugitives ont tendance à y être plus élevées.

Il faut cependant noter que le transport et la distribution du gaz naturel à partir des unités de traitement du gaz jusqu'aux consommateurs n'ont pas été considérés dans le bilan de GES.

7.5 Les résultats

Les calculs détaillés des émissions simulées de GES sont présentés dans l'étude GES1-1. Les calculs ont été effectués pour des scénarios de développement à petite et à grande échelle (scénarios 3 et 5) et en considérant des taux d'émissions fugitives de 1 % et 3 % pour chaque scénario, appliqués sur une période de 25 ans.

À la lumière des résultats du CIRAIG et selon l'approche d'une moyenne annuelle, il appert que l'industrie du gaz de schiste pourrait contribuer à augmenter le bilan des émissions de GES du Québec de 3 % par année pour un scénario de déploiement à petite échelle et de 23,2 % par an pour un scénario à grande échelle avec un taux d'émissions fugitives de 3 %. Si on compare avec le secteur industriel, la filière du gaz de schiste pourrait contribuer à augmenter le bilan des émissions de GES de ce secteur de 9,1 % par année pour un scénario à petite échelle et de 70,4 % par an pour un scénario à grande échelle avec un taux d'émissions fugitives de 3 %. Ces données sont valables sur la durée de vie d'un puits de gaz de schiste retenue pour l'étude, soit 25 ans.

Le fait de considérer des émissions fugitives de 0,5 % sur tout le cycle de vie du gaz de schiste québécois aurait pour effet de réduire les émissions de GES de :

- 35 % comparativement à l'option à petite échelle, avec 1 % d'émissions fugitives;
- 73 % comparativement à l'option à petite échelle, avec 3 % d'émissions fugitives;
- 34 % comparativement à l'option à grande échelle, avec 1 % d'émissions fugitives;
- 72 % comparativement à l'option à grande échelle, avec 3 % d'émissions fugitives.

[3] Président de (S&T)[2] Consultant Inc.

Constats

Le fait qu'une production de gaz naturel aurait lieu sur le territoire québécois entraîne les considérations suivantes :

- Toute activité d'exploration ou de production de gaz naturel issue du schiste se traduira par une augmentation des émissions de GES sur son territoire.
- Les travaux préliminaires, les travaux d'exploration, le projet pilote et son développement sont les étapes qui contribuent le plus aux émissions de GES à cause de l'utilisation importante de machinerie.
- Les émissions fugitives aux puits et lors du transport du gaz sont un facteur contributeur aux GES très sensible, parce qu'elles interviennent sur de longues périodes de temps.
- Le développement à grande échelle de la filière du gaz de schiste au Québec pourrait affecter considérablement le bilan du Québec, selon les hypothèses retenues, et compromettre l'atteinte des cibles de réduction de GES.

8. Les risques

Les activités industrielles en général comportent des caractéristiques susceptibles d'entraîner des accidents tels des incendies, explosions ou déversements de produits dangereux. Le choix de la localisation de ces activités est donc primordial pour minimiser les probabilités d'accident ou d'incident et leurs impacts potentiels, et il doit notamment tenir compte des risques naturels existants, tels les tremblements de terre, les glissements de terrain ou encore les inondations.

L'industrie du gaz de schiste n'échappe pas à cette réalité, mais présente aussi des caractéristiques particulières en ce qui concerne certains risques naturels. En effet, les activités de forage ou de fracturation pourraient aussi être la cause de glissements de terrain ou d'activités sismiques (tremblements de terre).

Lors des audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), plusieurs questions touchant les risques naturels ont d'ailleurs été soulevées. Les principales préoccupations concernaient les risques qu'une activité quelconque de l'industrie du gaz de schiste puisse provoquer un tremblement de terre ou un glissement de terrain. Les répercussions de ces deux phénomènes de même que des inondations sur la sécurité des travailleurs et des équipements et les conséquences sur les populations et l'environnement sont également des préoccupations.

Les études demandées par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste ont consisté à réaliser une analyse de risque industriel (étude R2-1) en fonction des caractéristiques typiques des installations d'exploration ou d'exploitation et à étudier les risques naturels induits par les activités de l'industrie ou ceux qu'elle pourrait subir. Le rapport du ministère des Transports (MTQ) (études R1-1 et R1-2) traite des éléments aggravants et déclencheurs potentiels des glissements de terrain associés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste. Elles sont publiées sur le site Web du Comité. Ce sont essentiellement ces études, auxquelles se sont ajoutées quelques études étrangères, qui ont servi d'information au Comité pour son travail.

8.1 Risques naturels

L'examen du risque de tremblements de terre et de glissements de terrain sur le territoire par le MTQ et le ministère de la Sécurité publique (MSP) avait déjà été entrepris après le dépôt du rapport du BAPE. La cartographie des zones à risques de glissements de terrain a été mise à jour par le MTQ. L'analyse des conséquences dues aux risques naturels a été réalisée dans les études R1-1 et R2-1. Cette analyse tient compte de la possibilité que les tremblements de terre et les glissements de terrain soient provoqués par les travaux de levés sismiques, de forage ou de fracturation.

La possibilité que des tremblements de terre soient causés par les activités liées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste a été analysée par une revue de la littérature concernant le déploiement industriel en Amérique et par une analyse des données sur les tremblements de terre dans la région des basses-terres du Saint-Laurent entre 2006 et 2012. Cette analyse a été réalisée par la Commission géologique du Canada (CGC) à partir des données enregistrées par les postes permanents du Réseau sismographique national canadien (Lamontagne, en préparation).

8.1.1 Sismicité induite

Définition de la sismicité induite et contexte de l'industrie du gaz de schiste

La sismicité induite est celle qui est causée par l'activité humaine. Des explosions nucléaires souterraines, la mise en eau rapide de grands barrages, l'exploitation intense de grands aquifères, l'exploitation minière ou encore certaines activités reliées aux technologies énergétiques qui injectent de l'eau en profondeur (p. ex., énergie géothermique profonde, récupération secondaire de pétrole, stockage géologique du CO_2) peuvent engendrer ces séismes, dits induits. Bien que ces séismes soient généralement de faible magnitude et non ressentis par l'humain (magnitude inférieure à M 3,0[1]), ils sont néanmoins captés par les réseaux de surveillance sismique.

Dans le cadre de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste, deux activités sont susceptibles d'engendrer de la sismicité : la fracturation hydraulique et l'élimination des eaux de reflux par injection dans des puits profonds qui ont servi à l'exploration (NRC, 2012). À cet égard, dans les années 1960, des tremblements de terre ont été ressentis dans la région de Denver, au Colorado, et il a été démontré que ceux-ci étaient reliés à l'élimination d'eaux usées dans des puits profonds (cas des tremblements de terre de Rocky Mountain Arsenal; NRC, 2012).

L'augmentation de la pression de fluides dans la croûte terrestre due à l'injection d'eau ou d'autres liquides peut causer une perturbation de l'état des contraintes naturelles et entraîner un glissement le long d'une faille préexistante. La pression d'injection doit donc demeurer plus faible que la pression de rupture le long du plan de faille. Dans le cas de l'élimination de grands volumes d'eaux usées qui peut se faire sur une longue période de temps, la pression des fluides peut augmenter lentement jusqu'à dépasser la pression d'équilibre et provoquer une rupture le long d'une faille préexistante.

Sur son site Web, l'Environmental Protection Agency (EPA) indique qu'il y a près de 150 000 puits d'injection aux États-Unis[2]. De ceux-ci, quelque 30 000 puits d'eaux usées sont en opération aux États-Unis. L'opération de ces puits est réglementée par le Safe Drinking Water Act pour protéger l'approvisionnement en eau potable (voir aussi la section 5.3.5). On a dénombré à la fin de 2012 huit séismes liés à l'injection d'eaux usées de l'industrie du gaz de schiste, dont celui de Youngstown, en Ohio (NRC, 2012). Les autres séismes ont été rapportés dans les États du Texas, de l'Oklahoma et de l'Arkansas. Un des séismes près de Prague, en Oklahoma, a même atteint une magnitude 5,7 en novembre 2011 (Keranen et coll., 2013).

Les chercheurs de l'United States Geological Survey (USGS) ont également noté une augmentation du nombre de séismes naturels de magnitude plus grande que 3,0 (séisme généralement ressenti par l'humain), sans lien direct avec les puits d'élimination des eaux usées, dans la région centrale de l'est des États-Unis depuis 2009 (Ellsworth, 2013). Van der Elst et coll. (2013) pensent que ces séismes pourraient être reliés à des séismes de grande magnitude ayant eu lieu à des distances considérables. Le passage des ondes sismiques des grands

[1] L'échelle utilisée dans ce document est celle de la magnitude du moment sismique, M, celle qui est la plus couramment utilisée depuis quelques années. La magnitude du moment sismique M mesure l'énergie totale relâchée au foyer du séisme. L'échelle M a été introduite pour remplacer l'échelle de Richter. La magnitude sur l'échelle de Richter d'un même séisme peut varier en fonction du type de sismomètre et de la localisation des stations sismiques, tandis qu'il n'y a qu'une seule valeur mesurée par les sismographes pour l'énergie libérée à la source, ce qui permet de faire des comparaisons plus faciles entre les différents séismes. L'échelle du moment sismique M correspond à celle de Richter pour les petits et moyens séismes (< 6).

[2] water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/index.cfm.

tremblements de terre aurait pu induire ces plus petits tremblements de terre dans des régions où la pression des fluides en profondeur est plus élevée que la normale due à l'injection des eaux usées.

Dans le cas de la fracturation hydraulique, l'augmentation de la pression des fluides due à l'injection rapide devra être assez forte instantanément pour causer une rupture le long d'une faille. Ce sont plutôt des microséismes d'une magnitude inférieure à 2,0 qui sont enregistrés lors de la création des microfractures qui permettent au gaz de s'échapper du shale (NRC, 2012).

Les cas connus de sismicité induite liée à l'industrie du gaz de schiste

Aux États-Unis, un seul cas de sismicité induite (2,8), parmi les dizaines de milliers de puits qui ont été fracturés pour le développement du gaz de schiste, a été rapporté en Oklahoma (NRC, 2012). En Angleterre, deux cas de séismes induits ont été rapportés pendant deux séquences de fracturation d'un même puits dans la région de Blackpool (Eisner et coll., 2011).

En Pennsylvanie, où des milliers de puits ont été fracturés dans le shale de Marcellus depuis 2005, seulement six séismes de magnitude supérieure à 2,0 ont été enregistrés sans qu'il ne soit possible de les relier dans le temps ou dans l'espace aux puits fracturés (Ellsworth, 2013). Le plus important de ces séismes (2,3) a plutôt été relié à l'injection des eaux usées à Youngstown, en Ohio, près de la frontière avec la Pennsylvanie.

Au Canada, une augmentation inhabituelle des séismes de magnitude aussi grande que 3,0 a été enregistrée dans le bassin de la rivière Horne, où des opérations de fracturation hydraulique étaient en cours. Le plus important des 21 séismes (3,6) a été ressenti par les travailleurs sans causer de dommages. La British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) a conclu que les événements sismiques avaient été causés par la fracturation hydraulique à proximité d'une seule faille préexistante parmi plusieurs failles rencontrées dans une série de puits horizontaux, sans toutefois être en mesure de localiser les foyers des séismes (BCOGC, 2012).

Dans le cas des séismes induits par fracturation hydraulique en Angleterre et en Colombie-Britannique, des mesures de prévention ont été suggérées pour éviter les microséismes induits. En autres, il est suggéré dans les deux cas d'installer un système de surveillance microsismique pendant les opérations de fracturation. Le rapport de la commission d'enquête sur les événements microsismiques en Angleterre propose d'arrêter les opérations de fracturation lorsqu'une magnitude de 1,7 est enregistrée par le système de surveillance (Royal Society and Royal Academy of Engineering, 2012). D'autres mesures sont suggérées, telles que la diminution de la pression d'injection et des volumes de fluides injectés, des tests d'injection avant les opérations de fracturation et la caractérisation des failles naturelles dans la région (BCOGC, 2012; Royal Society and Royal Academy of Engineering, 2012).

La sismicité récente dans la région des basses-terres du Saint-Laurent

État des connaissances sur les caractéristiques sismiques et géologiques

La province du Québec est située dans une région continentale stable avec une activité sismique relativement faible (Ressources naturelles Canada, 2013). Dans les basses-terres du Saint-Laurent, la sismicité naturelle est sporadique avec quelques rares séismes ressentis par la population. La magnitude de la grande majorité des séismes enregistrés entre 1985 et 2010 pour le sud du Québec, dans la vallée du Saint-Laurent, est inférieure à 4,0 (Ressources naturelles Canada, 2013). Quelques rares séismes sont de magnitude plus importante.

La région des basses-terres du Saint-Laurent est bordée au nord par des failles normales qui affectent les roches sédimentaires cambriennes-ordoviciennes de la plateforme du Saint-Laurent et celles précambriennes du Bouclier canadien. Au sud, c'est la grande faille de chevauchement correspondant à la ligne de Logan et les reliefs appalachiens qui limitent la région. Ces systèmes de failles sont bien documentés par la géologie de surface, par les données de sous-surface issues des levés de sismique réflexion et par les données des puits d'exploration pour les hydrocarbures (p. ex. : Bédard et coll., 2013).

Ces systèmes de failles anciennes ont été actifs pendant la formation du bassin de la plateforme du Saint-Laurent et pendant la formation des Appalaches. Les failles ne sont donc plus actives depuis des centaines de millions d'années, malgré que les failles normales au nord auraient pu être actives lors de l'ouverture de l'Atlantique actuel, il y a plus de 150 millions d'années (Tremblay et coll., 2013). Les foyers des tremblements de terre actuels ne sont pas localisés le long de ces failles, mais plutôt à plus de 20 km de profondeur dans les roches du socle précambrien sous le bassin sédimentaire de la plateforme du Saint-Laurent (Nadeau et coll., 1998; Lamontagne et coll., 2012).

Les résultats des études – sismicité récente et fracturation

Le tremblement de terre d'une magnitude de 3,5 survenu à Laurier-Station en juillet 2010 a été ressenti par la population. Il s'est produit pendant la période d'activités de fracturation hydraulique dans les basses-terres du Saint-Laurent et la CGC a entrepris une étude pour mieux le caractériser à partir des répliques qui ont suivi le tremblement de terre principal (Lamontagne et coll., 2012). De plus, l'équipe de la CGC a fait une évaluation des séismes enregistrés dans la vallée du Saint-Laurent pendant la période de fracturation hydraulique pour le gaz de schiste entre 2006 et 2010 (Lamontagne, en préparation).

Il semble que la profondeur du foyer du tremblement de terre de Laurier-Station se situait approximativement à 23,5 km dans le socle précambrien, bien au-delà des 6 km de profondeur des roches sédimentaires du bassin, ce qui indique qu'il est de nature tectonique (Lamontagne et coll., 2012). Il n'est donc pas relié aux activités de fracturation hydraulique ou aux activités de stockage de gaz naturel à Saint-Flavien (Lamontagne et coll., 2012). Les autres séismes répertoriés entre 2006 et 2010 ont été analysés en regard de leurs liens potentiels temporels et spatiaux avec les activités de fracturation. Les épicentres des séismes ont été comparés à la localisation des puits fracturés de même qu'à la date des séismes et des opérations de fracturation hydraulique.

Des 150 séismes qui ont été répertoriés, 18 se trouvaient dans un rayon de 15 km d'un puits fracturé, mais avec une date postérieure aux opérations de fracturation. La magnitude des séismes a varié entre 1,9 et 3,5. Trois de ces séismes montraient des caractéristiques géophysiques indiquant une source superficielle, ce qui contraste avec les séismes de nature tectonique dans la région qui ont habituellement une source profonde comme celui de Laurier-Station. Toutefois, les dates des trois séismes d'origine peu profonde variaient entre 298 et 1 398 jours après le début des activités de fracturation hydraulique dans les puits les plus proches, ce qui rend improbable un lien séismes-puits (Lamontagne, 2012; Lamontagne, en préparation).

Constats

- La région des basses-terres du Saint-Laurent est située dans une province géologique stable non propice aux tremblements de terre de forte magnitude ressentis par la population, c.-à-d. M > 3,0.
- Les opérations de fracturation hydraulique liées à l'exploration du gaz de schiste au Québec ne semblent pas avoir induit de tremblements de terre. Cependant, quelques cas de séismes induits de faible magnitude ont été répertoriés aux États-Unis, en Colombie-Britannique et en Angleterre.
- En dehors du Québec, certains séismes attribuables à l'élimination par injection de grands volumes d'eaux usées en profondeur ont été enregistrés. Ces séismes sont généralement de faible magnitude, bien que certains aient atteint une magnitude supérieure à 4,0 aux États-Unis lorsque le terrain en sous-surface n'était pas propice à l'injection des eaux usées (présence de failles).
- Les activités d'injection de gaz naturel au Québec pour du stockage saisonnier dans la région de Saint-Flavien n'ont pas causé de sismicité induite.
- Une bonne caractérisation géologique des sites de fracturation ou d'élimination des eaux usées peut limiter les risques de sismicité induite.

8.1.2 Glissements de terrain

Cause des glissements de terrain

Un glissement de terrain est un phénomène naturel résultant d'une combinaison de facteurs déclencheurs comme l'érosion, l'inclinaison de la pente, la hauteur du talus, les caractéristiques géologiques et géotechniques des sols et les conditions de circulation des eaux souterraines (études R1-1 et R1-2). Les glissements de terrain sont plus susceptibles de se produire au printemps et à l'automne lorsque les sols sont gorgés d'eau ou lorsque des conditions météorologiques extrêmes apportent rapidement des quantités d'eau dans les sols.

Les glissements de terrain peuvent se produire dans tous les types de sols, qu'ils soient meubles comme des graviers, des sables ou des argiles, ou encore consolidés comme le roc. La majeure partie des glissements de terrain se produit toutefois dans les dépôts meubles et 80 % de ceux-ci surviennent dans les dépôts argileux (Fortin et coll., 2008).

L'analyse des glissements de terrain au Québec au cours des dernières décennies montre que près de 40 % de ceux-ci ont été causés par des interventions humaines qui ont affecté la stabilité des talus.

Les glissements de terrain au Québec

Des centaines de glissements de terrain, généralement de faible superficie, sont répertoriés chaque année au Québec. Ce sont les caractéristiques géologiques de la région qui influencent les types de glissements de terrain susceptibles de s'y produire.

La région des basses-terres du Saint-Laurent, d'intérêt pour le gaz de schiste, est caractérisée par des dépôts meubles d'origine glaciaire et postglaciaire. De 10 000 à 13 000 ans après la dernière glaciation, cette région a été

envahie par la mer de Champlain (Landry et Mercier, 1992) qui, après son retrait, a laissé de nombreux dépôts de particules fines (silt et argile) sur les dépôts glaciaires, formant ainsi des sols argileux plus propices aux glissements de terrain.

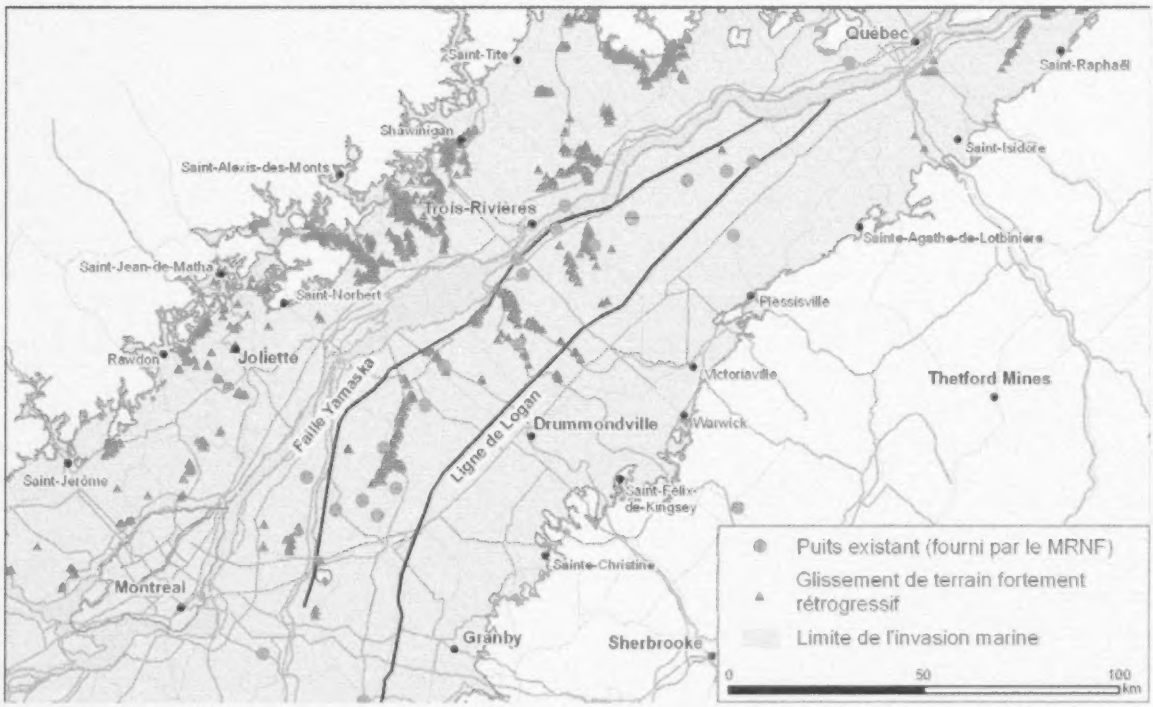
Les glissements de terrain dans les sols argileux peuvent être regroupés en deux types selon leurs dimensions.

On retrouve tout d'abord les glissements faiblement ou non rétrogressifs qui affectent des talus et s'étendent sur quelques dizaines de mètres. Ce sont les glissements de terrain les plus fréquents. Ils demeurent généralement superficiels, sont rotationnels et peuvent impliquer des coulées de boue.

Il y a ensuite les glissements fortement rétrogressifs qui affectent de grandes étendues de terrain (de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres) et qui se produisent dans les sols argileux où l'on retrouve des argiles sensibles. Ce type de glissement est le plus dangereux en raison de son étendue et de son association fréquente avec des coulées argileuses. C'est ce type de glissement qui s'est produit à Saint-Jean-Vianney, dans la région du Saguenay–Lac-Saint-Jean, en 1971.

Le MTQ et le MRN ont procédé depuis les années 1970 à la cartographie des zones exposées aux glissements de terrain, notamment les secteurs les plus vulnérables aux glissements fortement rétrogressifs. La figure 8.1 présente la localisation des cicatrices de plusieurs anciens glissements fortement rétrogressifs qui ont eu lieu dans la région couverte par la mer de Champlain. La figure localise aussi la ligne de Logan et l'expression en surface de la faille de Yamaska, les puits d'exploration de gaz de schiste et les limites des corridors d'exploration.

Figure 8.1 : Inventaire des glissements fortement rétrogressifs par rapport à la localisation des puits de gaz existants



Source : Études R1-1et R1-2, page 11

À l'examen des cartes disponibles, on constate que des glissements fortement rétrogressifs sont susceptibles de se produire sur le territoire visé par l'industrie du gaz de schiste. Il est préférable de localiser les puits à l'extérieur de ces zones exposées aux glissements de terrain, qui se retrouvent principalement à proximité des cours d'eau. De plus, dans certains cas, la distance minimale de 100 m à respecter entre la ligne des hautes eaux d'un cours d'eau et l'implantation d'un puits, requise par l'article 22 de la Loi des mines, n'aurait pas été jugée suffisante pour assurer la sécurité des travailleurs et des installations. Enfin, si une entreprise voulait localiser un puits dans une zone exposée aux glissements de terrain, elle devrait faire réaliser une étude par une firme spécialisée en géotechnique pour évaluer la stabilité actuelle du site.

Les cas connus de glissements de terrain liés à l'industrie du gaz de schiste

Aucun cas de glissements de terrain associé spécifiquement à l'industrie du gaz de schiste n'a été répertorié. Deux cas de glissements de terrain, l'un lié à des activités de l'industrie du gaz et l'autre à des activités de l'industrie du pétrole, ont cependant été recensés.

Le premier est un cas de glissement de terrain occasionné par la liquéfaction du sol sous un camion vibreur pour des levés sismiques (Hryciw et coll., 1990). Ce glissement est survenu au Michigan sur une route construite pour les levés sismiques sur des sols lâches et de la tourbe, donc sur un substrat non favorable pour la stabilité d'une route. Le deuxième concerne des glissements de terrain dans le champ de pétrole Ventura Avenue, en Californie (Johnson, 1974). Plusieurs glissements ont eu lieu entre 1926 et 1969. Selon l'intensité de ces glissements de terrains, des puits ont été pliés, certains sont restés connectés à la surface, alors que d'autres ont été enfouis.

Les éléments aggravants et déclencheurs potentiels liés à l'industrie du gaz de schiste

Étant donné qu'un bon nombre de glissements de terrain sont causés par des interventions humaines (40 % selon Fortin et coll., 2008), il est important de documenter quels sont les éléments aggravants et déclencheurs liés aux activités à l'industrie du gaz de schiste qui pourraient causer des glissements de terrain. Il a été établi que les principaux éléments déclencheurs sont les vibrations transmises dans les sols, l'augmentation des pressions d'eau interstitielle, les surcharges au sommet du talus et les déblais ou excavations à la base du talus.

Les vibrations

Différentes activités reliées à l'industrie du gaz de schiste, tel que les levés sismiques pendant la phase d'exploration, le forage et la complétion des puits, la fracturation hydraulique et le trafic lourd, génèrent des vibrations dans le sol. Cependant, aucune de ces activités n'est susceptible d'engendrer des vibrations d'une intensité suffisante pour provoquer un glissement de terrain. À titre d'exemple, l'énergie relâchée dans le sol par cinq camions vibreurs pendant les levés sismiques équivaut à un séisme d'une magnitude de 1,75 (Saccheri et Morris, 2009). Or, selon Kramer (1996), ce sont généralement les vibrations engendrées par des séismes d'une magnitude plus grande que 4,5 qui sont susceptibles de causer des glissements de terrain. L'énergie relâchée par les camions vibreurs n'est donc pas suffisante pour provoquer des glissements de terrain en surface et elle ne sera pas non plus assez forte pour engendrer de la sismicité induite dans des profondeurs de quelques kilomètres.

Dans le cas des levés sismiques utilisant des explosifs comme source d'énergie, il faut limiter les vitesses de pointe des particules en fonction du type de sol afin d'empêcher l'augmentation des pressions d'eau interstitielle susceptible d'engendrer une liquéfaction des sols et un glissement de terrain. Parmi les cas connus de sismicité induite par la fracturation hydraulique, aucun n'a enregistré une magnitude supérieure à 4,5 (voir la section 8.1.1 traitant de sismicité induite). Considérant la faible quantité d'explosifs utilisée pour perforer les tubages et la

profondeur à laquelle la détonation a lieu, la perforation n'est pas susceptible d'engendrer des vibrations importantes dans les sols près de la surface. Enfin, l'intensité des vibrations générées par le trafic lourd n'est pas suffisante pour provoquer un glissement de terrain, mais peut être incommodante.

La pression d'eau interstitielle

L'augmentation des pressions d'eau interstitielle à la base d'un talus entraîne une diminution des contraintes effectives dans le sol et de la résistance au cisaillement, deux facteurs qui peuvent favoriser un glissement de terrain. Il faut donc évaluer les activités liées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste qui pourraient affecter les talus, souvent fragiles, qui bordent les cours d'eau dans la vallée du Saint-Laurent. Trois éléments peuvent causer une augmentation de la pression d'eau interstitielle : la migration de gaz, le battage des tubages et la fracturation hydraulique.

La migration des gaz peut être causée par une fuite entre le puits et la formation géologique si le puits est mal cimenté. Il est toutefois difficile d'estimer quelle serait l'augmentation de la pression d'eau interstitielle liée à cette migration de gaz et d'estimer son effet sur la stabilité du sol. Peu de données existent pour analyser ce phénomène, mais un puits bien cimenté ne devrait pas permettre la migration des gaz.

On peut aussi envisager une migration des gaz provenant du shale fracturé en profondeur vers les sols en surface. Bien que cette migration soit théoriquement possible, elle est très peu probable si l'on se fie aux résultats de la modélisation de la migration de méthane réalisée dans le cadre de l'ÉES (étude E3-10).

L'installation de tubages par battage peut remanier le sol et faire augmenter la pression d'eau interstitielle autour du tubage. Un glissement de terrain survenu à Rigaud, en 1978, aurait d'ailleurs été provoqué par le battage de pieux au sommet d'un talus (Carson, 1979). Dans le cas des forages de puits d'approvisionnement en eau qui utilisent cette technique, aucun glissement de terrain n'a été répertorié au Québec dans le cadre de l'inventaire réalisé par le MTQ. Par ailleurs, le battage des tubages aurait peu d'effets sur la stabilité du talus si le puits est situé au-delà d'une distance égale à deux fois la hauteur du talus.

Des questions ont été soulevées concernant la possibilité que les pressions engendrées par la fracturation hydraulique dans le shale puissent se transmettre dans les sols argileux en surface et augmenter la pression d'eau interstitielle qui favoriserait des glissements de terrain. Ceci semble peu probable étant donné l'hétérogénéité du couvert sédimentaire, mais une étude de modélisation géotechnique serait nécessaire pour s'en assurer.

Modification du talus

La surcharge d'un talus à son sommet de même que l'excavation de matériau à sa base peuvent nuire à sa stabilité et entraîner un glissement de terrain. Ces facteurs aggravants pour des glissements de terrain peuvent être évités en respectant les bonnes pratiques géotechniques, notamment en respectant des distances minimales lors de la construction de remblais sur un talus ou lors des activités d'excavation.

Constats

- Les glissements de terrain fortement rétrogressifs sont les plus vastes en étendue; ils sont associés à la présence de l'argile sensible que l'on retrouve dans les dépôts quaternaires de la mer de Champlain dans les basses-terres du Saint-Laurent.
- Une cartographie gouvernementale des zones à risque de glissement de terrain est disponible auprès du MRN ou des MRC pour certaines municipalités de la zone d'étude de l'ÉES et pourrait servir à la localisation des puits.
- Les puits ne devraient pas être situés à l'intérieur des zones exposées aux glissements de terrain qui sont délimitées par la cartographie gouvernementale.
- La migration de gaz en cas de problème d'intégrité des puits pourrait entraîner une augmentation des pressions d'eau interstitielle et ainsi provoquer un glissement de terrain dans les zones à risque. Dans les secteurs non cartographiés, l'application de bandes de protection entre le talus et le site du puits serait indiquée en attendant les résultats d'éventuelles études scientifiques sur ce sujet.
- Il faudrait respecter des bandes de protection pour toutes les modifications des talus qui auraient pour effet de compromettre leur état d'équilibre.
- Les surcharges en haut des talus ou les excavations au pied des talus peuvent affecter leur stabilité; l'application de marges de recul appropriées permettrait d'éviter ce risque.

8.2 Risques technologiques

Comme toute activité industrielle, l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste comportent des risques d'accidents. Certains risques sont cependant plus spécifiques à cette industrie en raison, d'une part, de son utilisation de matières dangereuses lors des étapes de forage et de fracturation hydraulique et, d'autre part, des caractéristiques d'inflammabilité et d'explosivité du méthane.

Dans son examen des risques à la santé (études S3-1, S3-2 et S3-3), l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ) note que les explosions, les incendies, les fuites et les déversements de matières dangereuses sont les types d'incidents les plus susceptibles de menacer la santé de la population. Selon cette étude, les accidents répertoriés aux États-Unis et au Canada sont en grande majorité associés à des erreurs humaines, à de la négligence, à des défaillances matérielles et à la complétion inadéquate des puits de forage.

En matière de risques technologiques, le rapport du BAPE insiste sur le besoin d'une meilleure connaissance des risques associés aux opérations de l'industrie du gaz de schiste ainsi que sur la nécessité de réaliser des études préalables aux activités d'exploration et d'exploitation, de développer des plans d'urgence et de mettre en place une approche intégrée de gestion des risques convenue avec le milieu.

Ainsi, conformément au plan de réalisation de l'ÉES, une étude sur les risques technologiques (étude R2-1) a été réalisée. Cette étude comporte un recensement d'événements survenus dans d'autres États (accidentologie) ainsi qu'une modélisation de risques de divers événements basée sur les caractéristiques du projet type de puits au Québec.

8.2.1 Recensement des incidents

Le recensement a porté sur des événements survenus en Pennsylvanie, en Ohio, au Texas, en Colombie-Britannique et en Alberta. Ce recensement n'est pas exhaustif, mais fait ressortir des faits significatifs.

Les résurgences accidentelles et celles dues aux blocs obturateurs qui ne contrôlent pas adéquatement la pression, sont classées parmi les événements les plus sérieux tant pour la santé et la sécurité des travailleurs et des riverains que pour l'environnement puisqu'ils peuvent aussi causer la résurgence incontrôlée de fluides de fracturation.

Les déversements au sol de fluides de forage et de fracturation, de boues de forage et d'huile sont assez répandus, mais n'impliquent généralement que de faibles quantités de liquide. De plus, la surface du site de forage étant recouverte d'une membrane, les risques de contamination du sol ou de l'eau souterraine sont très faibles sur le site même. L'acide chlorhydrique, toutefois, a une tension de vapeur (tendance de passer de l'état liquide à l'état gazeux) suffisamment élevée pour produire un nuage toxique sur le site et hors de celui-ci en cas de fuite ou de déversement, ce qui représente un risque important.

Par ailleurs, la migration de gaz naturel vers les aquifères d'eau potable est un événement très rare, mais dont les conséquences peuvent être sérieuses. Cette migration est généralement causée par du gaz naturel provenant de la zone située entre la surface et la zone exploitée. En s'accumulant dans un aquifère, le gaz peut s'infiltrer dans les maisons et y créer un risque réel d'explosion.

L'analyse effectuée par le Shale Resources and Society Institute (SRSI) indique que 845 événements touchant 3 542 puits (Considine et coll. 2012) ont été recensés entre janvier 2008 et août 2011. De ce nombre, 25 ont eu des conséquences environnementales majeures. Neuf événements touchent des déversements majeurs au sol, huit concernent des déversements qui ont contaminé des sources locales d'eau potable, quatre sont liés à des résurgences et des évents, deux concernent des impacts sur la restauration des sites et deux autres, la migration de gaz.

Bien que la fréquence des déversements majeurs, des résurgences accidentelles et des migrations de gaz apparaisse comme très faible, elle est plutôt relativement élevée lorsqu'on la compare aux fréquences observées pour d'autres activités industrielles.

Enfin, l'examen de divers événements en Alberta, en Colombie-Britannique et au Texas démontre aussi que les pertes de contrôle de puits et les résurgences accidentelles surviennent périodiquement.

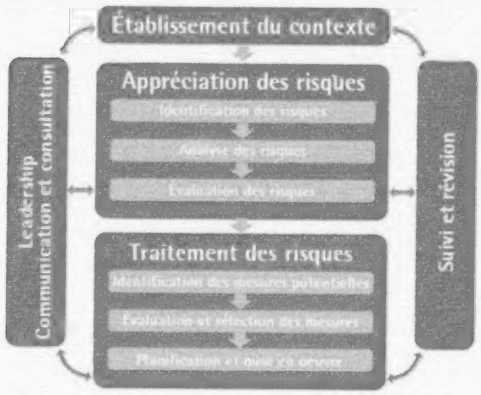
8.2.2 Analyse des risques technologiques

Pour l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE), la gestion des risques se définit comme étant les mesures prises pour garantir ou améliorer la sécurité d'une installation et son fonctionnement.

Le ministère de la Sécurité publique du Québec (MSP), quant à lui, définit la gestion des risques comme étant une approche adoptée par une collectivité ou une organisation visant la réduction des risques et misant sur la prise en compte constante et systématique des risques dans ses décisions administratives, dans la gestion de ses ressources ainsi que dans la façon dont elle assume ses responsabilités.

Selon le MSP, l'approche de gestion des risques peut se résumer comme suit :

Figure 8.2 : Processus de gestion des risques du MSP



Source : Tiré de l'étude R2-1

Cette approche permet d'apprécier les risques et de les classer en fonction de leurs conséquences et de leur probabilité d'occurrence.

Tableau 8.1 : Matrice de gestion des risques

Conséquences	1	2	3	4	
	Vraisemblance				
	RARE	OCCASIONNEL	POSSIBLE	FRÉQUENT	Pas de données permettant une évaluation
1 MINIME – Conséquences environnementales minimes - Émanations planifiées ou non qui ne résultent pas en dépassements des normes environnementales - *Slight*	BAS	BAS	BAS	MODÉRÉ	NON CLASSABLE
2 MINEUR – Conséquences environnementales mineures – Émanations planifiées ou accidentelles qui pourraient conduire à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission, mais ne devrait pas résulter en des conséquences importantes pour l'environnement et la santé. - *Minor*	BAS	MODÉRÉ	MODÉRÉ	ÉLEVÉ	
3 MODÉRÉ – Conséquences environnementales localisées – Émanations ou événement conduisant à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission; conséquences sur les personnes présentes dans le secteur du site à cause du bruit, des odeurs ou du trafic. - Modéré	MODÉRÉ	ÉLEVÉ	ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	
4 MAJEUR – Conséquences environnementales majeures – Émanations en continu et dépassement des normes environnementales; dégradation permanente d'un habitat protégé. - *Major*	MODÉRÉ	ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	
5 CATASTROPHIQUE - Conséquences environnementales catastrophiques, i.e. événement causant une pollution pouvant conduire à des préjudices pour la santé de la population sur un secteur important à cause de la contamination des sources d'approvisionnement d'eau potable; accident résultant en pertes de vie ou blessures sérieuses de la population ou des travailleurs. - *catastrophic*	ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	
Pas de données permettant une évaluation	NON CLASSABLE				

Source : D'après le tableau 5.2 du rapport R2-1

Le processus de détermination et d'appréciation des dangers et des risques doit être adapté à chaque étape particulière de développement d'un projet et prendre en compte les informations disponibles pour cette étape.

À titre d'exemple, selon des informations tirées de certaines études menées aux États-Unis[3], les risques associés à diverses étapes de l'exploration et de l'exploitation peuvent être appréciés ainsi :

- Le trafic associé à une installation individuelle représente un risque modéré, mais peut devenir élevé lorsqu'on considère l'effet cumulatif de plusieurs installations.
- La contamination de l'eau souterraine lors des opérations de forage représente un risque bas.
- Le risque de contamination de l'eau souterraine lors des opérations de fracturation hydraulique par des fuites via le trou de forage ou par des fractures induites varie de modéré à élevé selon la distance entre le puits et l'aquifère.
- Les résurgences accidentelles sont un risque très élevé compte tenu de leurs conséquences potentielles, alors que le risque de sismicité induite est bas parce que l'intensité du séisme n'est pas suffisant pour causer des dommages.

La modélisation des risques d'événement

Trois types d'événements ont fait l'objet de modélisation :

- Une éruption non contrôlée de gaz naturel donnant lieu à une explosion, un retour de flamme ou un feu en chalumeau;
- Un déversement d'acide chlorhydrique;
- Une perte de confinement de propane.

Conformément aux pratiques en vigueur, chacune de ces situations d'accident est modélisée selon un scénario normalisé (scénario du pire cas) afin de vérifier s'il y a des conséquences hors du site (dans ce cas, un site de 120 m de côté). Le cas échéant, un ou plusieurs scénarios alternatifs sont modélisés afin de déterminer les accidents les plus susceptibles de se produire et les conséquences les plus importantes qui peuvent en découler selon la substance dangereuse en cause.

Pour l'événement « éruption non contrôlée de gaz naturel donnant lieu à une explosion, un retour de flamme ou un feu en chalumeau », trois scénarios ont été modélisés :

- Défaillance d'un obturateur anti-éruption lors du forage (scénario normalisé);
- Rupture complète d'une tête de puits de 10 ou de 4 pouces de diamètre (scénario normalisé);
- Rupture d'un tubage en tête de puits (scénario alternatif).

Pour l'événement « déversement d'acide chlorhydrique », deux scénarios ont été modélisés :

- Déversement total d'un camion-citerne d'acide chlorhydrique (scénario normalisé);
- Bris de boyau de la pompe de déchargement du camion-citerne (scénario alternatif).

[3] *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*, Report for European Commission DG Environment, 2012.

Enfin, pour l'événement « perte de confinement de propane », deux scénarios ont été modélisés :

- Perte de confinement de propane et explosion (scénario normalisé);
- Chauffage du contenu de la citerne et explosion [BLEVE, ou *Boiling liquid expanding vapour explosion*] (scénario alternatif).

Pour chaque simulation, la modélisation tient compte de la température de l'air et au sol, de la vitesse du vent, de l'humidité relative et de la rugosité du sol. Les résultats sont comparés à des critères d'exposition à une surpression (exprimé en livre par pouce carré, ou psi) dans le cas d'une explosion, à une radiation thermique (exprimé en kilowatts par mètre carré, ou kW/m²) dans le cas d'un incendie et à des concentrations d'acide chlorhydrique (exprimé en parties par million, ou ppm) dans le cas d'un déversement de cette substance.

Les seuils suivants ont été retenus comme critères d'exposition :

	Seuil menaçant pour la vie	Seuil de planification des mesures d'urgence
Surpression	2 psi	1 psi
Radiation thermique	13 kW/m²	5 kW/m²
Concentration d'acide chlorhydrique	150 ppm	20 ppm

Les résultats

Tel que mentionné, les scénarios normalisés servent uniquement à déterminer si les conséquences potentielles du « scénario catastrophe » (*worst case scenario*) d'un accident peuvent aller au-delà des limites du site étudié. Si le scénario démontre que les conséquences vont à l'extérieur du site, il est requis de modéliser des scénarios alternatifs. Les scénarios normalisés ne sont en outre jamais utilisés à des fins de planification des mesures d'urgence ou d'acceptabilité du risque.

Dans les événements impliquant le gaz naturel, les pires conséquences sont obtenues pour un scénario normalisé impliquant un feu en chalumeau dirigé horizontalement. Le seuil menaçant pour la vie atteint la distance de 320 m, alors que le seuil équivalent à la planification des mesures d'urgence atteint 425 m. Du côté des scénarios alternatifs présentés, le scénario le plus vraisemblable ayant les plus grandes conséquences est celui d'une explosion confinée engendrant une surpression. Dans ce cas, le seuil menaçant la vie atteint 55 m et le seuil équivalent à la planification des mesures d'urgence atteint la distance de 100 m.

Pour l'acide chlorhydrique (HCl) à une concentration de 28 %, le scénario normalisé ayant les plus grandes conséquences est basé sur l'hypothèse que tout le contenu d'un camion-citerne de 7 500 litres se déverse sur une surface de 757 m², soit l'équivalent d'une flaque de 1 cm d'épaisseur formant par évaporation un nuage toxique. Le seuil menaçant pour la vie atteint la distance de 395 m, alors que le seuil pour la planification d'urgence atteint 1 200 m. Cependant, un autre scénario normalisé tenant compte d'un bassin de rétention de 12 m par 12 m diminuant la superficie de la flaque à 144 m² sous le camion-citerne pour un déversement lors d'une opération de transbordement permet de diminuer les conséquences potentielles à 175 m pour le seuil menaçant à la vie et 525 m pour le seuil de planification d'urgence. Les mêmes résultats sont obtenus pour le scénario alternatif, car le camion-citerne se déverse suffisamment rapidement pour créer une flaque de 144 m² de superficie et de 2 cm d'épaisseur. Puisque la superficie d'évaporation est la même que dans le cas du scénario normalisé, il est normal que les conséquences soient similaires.

Pour l'événement impliquant le gaz propane, les pires conséquences sont obtenues pour un scénario normalisé impliquant une explosion d'un réservoir de 2 000 gallons américains, ou 3 718 kg, à une pression de 124 psi. Le

seuil menaçant pour la vie atteint la distance de 135 m et le seuil équivalent à la planification des mesures d'urgence atteint quant à lui 210 m.

Le scénario alternatif le plus vraisemblable ayant les plus grandes conséquences est celui d'une explosion de type BLEVE engendrant une surpression de 1 psi jusqu'à 80 m de distance. Le BLEVE d'une substance inflammable est suivi d'une boule de feu émettant des radiations thermiques atteignant de plus grandes distances. Dans ce cas, comme il s'agit d'un événement de courte durée, on applique le critère de 25 kW/m² (plutôt que 13 kW/m²) pour le seuil menaçant la vie qui atteint alors 115 m et le critère de 5 kW/m² pour le seuil équivalent à la planification des mesures d'urgence qui atteint alors la distance de 250 m.

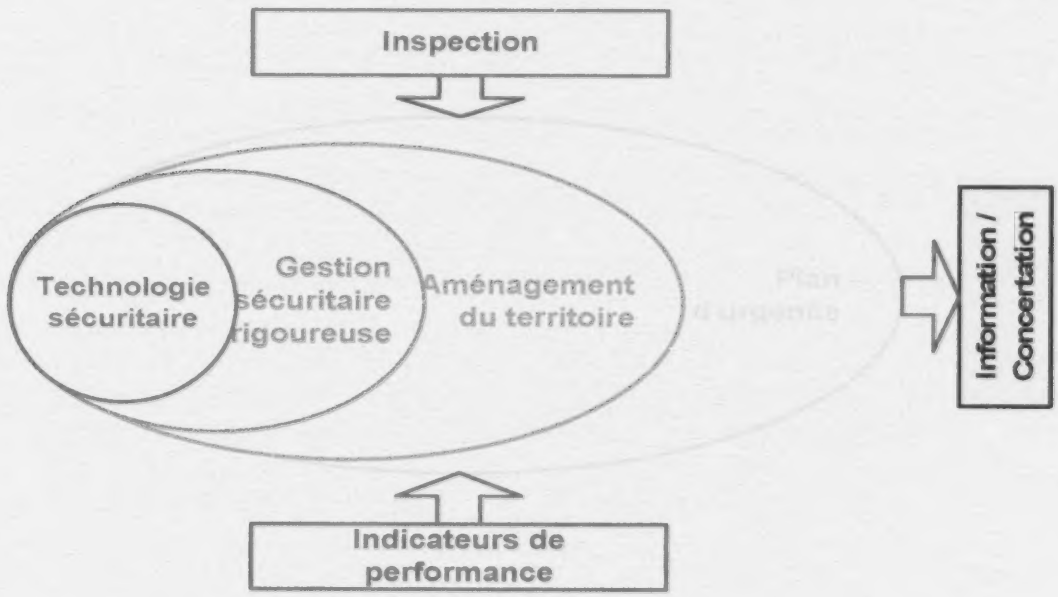
Toutes les distances relatives aux trois scénarios ne sont pas nécessairement des zones d'exclusion, mais elles doivent être communiquées aux personnes pouvant être affectées et servir à l'élaboration des plans d'intervention d'urgence.

8.2.3 Gestion des risques

L'objectif primordial en matière de gestion du risque consiste à réduire les risques à leurs niveaux les plus bas réalisables tout au long de la durée de vie des installations. Les niveaux les plus bas réalisables sont définis par le principe ALARP (*As Low as Reasonably Practicable*), soit « aussi bas qu'il est raisonnablement possible de faire ». Il est largement utilisé et reconnu par les autorités compétentes dans le domaine de la manutention des matières dangereuses.

La figure suivante présente les fondements sur lesquels les systèmes de gestion des risques peuvent être construits pour un développement durable.

Figure 8.3 : Fondement de la gestion des risques technologiques



Source : Étude R2-1, page 68

Technologies sécuritaires

De toutes les mesures de prévention susceptibles d'éliminer, de réduire et de contrôler les risques de fuites de gaz, de liquides ou d'accidents, celles visant à maintenir l'intégrité des puits sont certainement les plus importantes. Bien qu'il soit établi depuis longtemps qu'il est difficile de mettre en place les joints hermétiques en ciment (Cooke et coll., 1983; Dusseault et coll., 2000) et d'en démontrer l'étanchéité et que ces joints hermétiques se détériorent avec le temps, les défis pour assurer l'intégrité des puits sont souvent minimisés.

L'étude EC2-5a, qui traite des moyens de réduire les risques, propose certaines pistes de solution, dont :

- Réglementer davantage les tests de pression permettant de s'assurer de l'intégrité des puits avant qu'ils ne soient complétés;
- Exiger l'utilisation de techniques éprouvées pour valider l'étanchéité de la cimentation comme méthode de vérification additionnelle;
- Exiger que la cimentation du coffrage intermédiaire se fasse jusqu'à la surface;
- Réglementer la distance entre les puits gaziers et pétroliers afin d'éviter une communication de la pression entre leurs réseaux de fractures.

En Alberta, l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) a proposé d'exiger, des opérateurs qui souhaitent développer des ressources d'hydrocarbures non conventionnelles, la présentation d'un plan destiné à assurer l'intégrité des puits qui couvre les points suivants :

- Faire la conception des puits pour le type de service envisagé;
- Mettre en place un plan de gestion des puits dans la zone à exploiter qui prend en compte l'intégrité des puits ainsi que les risques durant le forage, la complétion, la stimulation, l'injection et la mise hors service;
- Effectuer l'évaluation de la propagation des fractures par simulation 3D et documenter la façon dont la simulation est effectuée;
- Déterminer les méthodes utilisées pour confirmer l'intégrité des puits;
- Présenter le plan de contingences qui sera appliqué en cas de perte d'intégrité des puits;
- Démontrer que les ressources pour appliquer ce plan sont en place.

Il faut aussi se préoccuper des puits abandonnés qui pénètrent dans la formation de schiste qui sera fragmentée. Ces puits peuvent devenir des chemins conduisant à la contamination des nappes phréatiques ou à la résurgence accidentelle de fluides lors de la fracturation.

Quant au transport de matières dangereuses, le choix des trajets demeure la première ligne de défense contre les éventuels déversements. Une concertation avec les municipalités concernées s'avère primordiale à cet effet. Également, l'utilisation de matières comportant des caractéristiques de dangerosité ou de toxicité moins grandes et le transport de quantités moindres de produits peuvent aussi être envisagés.

Gestion sécuritaire et rigoureuse

L'industrie gazière n'est pas la seule à utiliser des technologies et des produits dangereux, à gérer des déchets industriels et à construire des infrastructures. L'expérience acquise dans les domaines des mines, des produits

chimiques ou du raffinage de pétrole, par exemple, démontre que la gestion rigoureuse des risques doit être basée sur la détermination, la quantification et la documentation des exigences fonctionnelles de performance et la réduction des risques à un niveau aussi bas qu'il est raisonnablement pratique de faire (ALARP) pour la durée de vie complète du site.

Encadré : Gestion sécuritaire des risques

Une gestion rigoureuse des risques exige :

- La création et le développement d'une culture de sécurité et de protection de l'environnement qui mobilise l'ensemble de l'entreprise;
- Un processus de détermination des dangers et d'appréciation des risques qui prend en compte la probabilité (vraisemblance) d'occurrence d'un événement et la gravité des conséquences;
- Un système de gestion des risques qui couvre les procédures de gestion des changements, les procédures normalisées d'opération, les pratiques de travail sécuritaires, la gestion des entrepreneurs, la formation, un procédé formel pour rapporter et enquêter les événements accidentels, un plan d'intervention d'urgence et la détermination des lois, des règlements et des normes applicables aux installations à gérer;
- Un système de gestion de la performance;
- Un système de contrôle pour assurer la conformité aux lois, règlements et pratiques recommandés.

Planification régionale

Une autre avenue pour réduire les risques est de limiter le nombre de sites et d'infrastructures requis pour l'exploration, l'exploitation et le transport du gaz naturel. Dans son rapport, le BAPE est d'avis que les MRC et les municipalités des régions concernées devraient participer à la planification du développement de l'industrie du gaz de schiste sur leur territoire. Une approche participative et concertée devrait être adoptée pour qu'un éventuel développement de cette industrie soit harmonisé avec les spécificités territoriales de chaque milieu.

L'Alberta, la Colombie-Britannique et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ont tous reconnu le besoin de prendre une approche régionale pour gérer les effets cumulatifs du développement du gaz de schiste. Par exemple, l'Alberta encourage les exploitants de gaz de schiste à élaborer un plan commun de développement aux fins d'approbation réglementaire et favorise le forage de plusieurs puits horizontaux à partir d'un même site.

L'Agence internationale de l'énergie indique qu'une meilleure connaissance des structures géologiques peut réduire le nombre de puits forés, diminuer l'impact sur l'environnement et augmenter la sécurité pour les personnes.

La gestion des risques pourrait aussi bénéficier d'une approche régionale. Les municipalités sont responsables de l'organisation de la sécurité civile sur leur territoire, mais cette responsabilité peut être déléguée à l'autorité régionale. Par ailleurs, les municipalités peuvent aussi se regrouper pour élaborer une démarche conjointe de planification de la sécurité civile. Une telle façon de faire amène une compréhension plus complète du territoire et de ses vulnérabilités à un sinistre, permet une mise en commun de l'expertise et des équipements et peut

améliorer la réponse d'urgence en cas de sinistre. En outre, elle intégrerait les plans de mesures d'urgence de chaque site d'une région donnée.

Plan d'urgence

Un plan de mesures d'urgence s'avère nécessaire pour chaque site de forage ou d'exploitation (étude EC2-5a). Ce plan devrait contenir des mesures sur la prévention d'accidents en intervenant dès la conception du projet et prévoir les mesures pour intervenir en cas d'accident. Les mesures visant l'évaluation des dommages et les actions requises pour rétablir la situation complètent le plan.

Le MSP a préparé à l'intention des municipalités et des entreprises un outil d'aide à la planification de la sécurité civile spécifique à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste[4].

La participation du public doit aussi faire partie du processus de planification, tant pour assurer une bonne communication entre les différents intervenants et une compréhension commune des projets que pour partager des informations sur la sensibilité du territoire à l'accueil d'activités industrielles.

Inspection

Un contrôle périodique et rigoureux doit être effectué par les autorités réglementaires. Il est important de faire des inspections de suivi lors de la complétion des puits pour s'assurer qu'ils sont construits selon les règles de l'art. Les étapes prioritaires qui doivent faire l'objet d'une inspection sont le processus de cimentation, les tests d'étanchéité et la mise en place des tubages et des coffrages (étude EC2-5a).

Encadré : La cimentation

Un des principaux objectifs de la cimentation des coffrages d'un puits gazier ou pétrolier est d'isoler toutes les zones géologiques d'où un gaz ou liquide pourrait s'échapper ou s'écouler. Si cet objectif n'est pas atteint, il peut en résulter un phénomène de migration ou d'émanation de gaz au coffrage de surface, souvent observable dès le retrait des équipements de forage, ou d'écoulement du liquide dans la formation géologique.

Dans les basses-terres du Saint-Laurent, des problématiques de migration de gaz et d'émanation au coffrage de surface ont été observées dans plusieurs puits de gaz de schiste, dont la fréquence semble être plus importante dans le corridor 2, et ce, malgré le respect des règlements du MRN et des normes de l'API en lien avec la cimentation. Les études réalisées ne permettent toutefois pas d'établir la source exacte de ces problèmes aux puits.

Selon la littérature consultée par le Comité, la source de ce genre de problèmes est souvent en lien avec les formations géologiques situées au-dessus de la zone ciblée pour la production. Différentes stratégies de cimentation peuvent être utilisées afin d'éviter que ces phénomènes se produisent, mais elles doivent être adaptées à chaque contexte géologique (température, pression, nature des fluides rencontrés, etc.). Par exemple, l'industrie peut avoir recours à l'utilisation d'additifs de dilatation du ciment, d'additifs empêchant la migration du gaz au moment de la période critique de l'hydratation du ciment ou d'additifs qui gonflent au contact avec des hydrocarbures, ou encore à l'ajout d'azote au coulis du ciment sur lequel une pression est appliquée pour contrer la pression du gaz naturel dans les formations traversées, voire à l'ajout d'un coffrage

[4] www.securitepublique.gouv.qc.ca/index php?id=planifier-reponse-sinistre.

supplémentaire. Il n'y a pas de solution unique, chacune étant adaptée aux particularités de la situation.

Sur le plan réglementaire, des exigences supplémentaires sur le coffrage, la cimentation ou la surveillance peuvent être requises si la fréquence de ce genre de fuites l'impose. C'est le cas, entre autres, pour un corridor particulier dans l'est de la province de l'Alberta. Selon le diagnostic posé au Québec, il pourrait être souhaitable d'avoir des exigences semblables pour les puits forés dans le corridor 2 advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste.

Mesure de la performance

Il faut procéder périodiquement à une évaluation du niveau de sécurité des installations et des procédures de travail fondée sur l'examen des événements survenus et ceux anticipés afin d'apporter des mesures correctives.

Le MRN (étude EC2-5a) propose d'instituer un observatoire ou « centre des leçons apprises lors des activités gazières et pétrolières » visant à compiler les problèmes rencontrés pendant toutes les phases de l'extraction du gaz de schiste dans le but d'éviter de refaire les mêmes erreurs.

Information et concertation

L'engagement du public est nécessaire, non seulement pour informer les riverains du développement, mais aussi pour connaître leurs préoccupations et obtenir leurs suggestions et recommandations sur ce qui doit être protégé (étude S3-4).

8.2.4 Approche du nœud papillon

Une approche appelée « nœud papillon » a été élaborée pour visualiser concrètement les scénarios d'accidents et leurs conséquences (étude R2-1). Son utilisation est généralement réservée à des événements jugés particulièrement critiques pour lesquels un niveau élevé de démonstration de la maîtrise des risques est indispensable. Le principe du nœud papillon est directement inspiré des arbres de défaillances[5] et peut s'avérer utile à la gestion des risques de l'industrie du gaz de schiste.

Constats

- L'examen des rapports d'accident d'autres États montre que des accidents graves se produisent périodiquement avec des conséquences importantes.
- L'analyse des risques technologiques permet de bien apprécier les dangers et d'élaborer des mesures qui permettent d'éliminer les sources d'accident et d'en atténuer les conséquences.
- La communication des risques aux riverains des installations et aux municipalités est primordiale.
- L'analyse des risques conduit à la conception de plans de mesures d'urgence. La participation des citoyens et des instances municipales et régionales apporte une contribution indispensable à la conception de mesures efficaces nécessaires pour assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement.

[5] Un arbre de défaillances est une technique d'ingénierie très utilisée dans les études de sécurité et de fiabilité des systèmes statiques. Cette méthode consiste à représenter graphiquement les combinaisons possibles d'événements qui permettent la réalisation d'un événement indésirable prédéfini. (Source : Wikipédia)

9. L'acceptabilité sociale

Dans son rapport, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) s'est attardé aux facteurs d'acceptabilité sociale de l'industrie du gaz de schiste, étroitement corrélés à la gestion du territoire (BAPE, 2011). Il soulignait que le développement de la filière apparaissait précipité compte tenu des connaissances limitées de la technologie et de ses impacts, d'un cadre réglementaire inadapté, de piètres modalités en matière de redistribution des bénéfices et du manque de réflexion quant à la place de la filière au sein de la stratégie énergétique globale du Québec. Selon le rapport, l'acceptabilité sociale est aussi compromise par les risques anticipés de l'industrie pour la qualité de l'eau de même que, plus généralement, en raison de ses impacts potentiels sur l'agriculture, la qualité de l'air, les habitats ou ses émissions de gaz à effet de serre. Ces inquiétudes ont été aggravées par le manque d'information et l'impossibilité de participer aux décisions concernant le développement de l'industrie malgré la nécessité d'exercer un contrôle de l'industrie sur le territoire. Dans ce contexte, le BAPE reprend à son compte le document intitulé *Les orientations du gouvernement en matière d'aménagement – Pour un développement durable de l'énergie éolienne*, en rappelant que pour être durable, un projet doit être socialement acceptable pour la population concernée et que sa réalisation doit être harmonisée avec les activités déjà présentes ou planifiées sur le territoire.

9.1 Acceptabilité sociale, mobilisation citoyenne et perception de l'industrie

L'acceptabilité sociale d'une décision, d'un projet ou d'une industrie est tributaire de plusieurs facteurs, qu'il s'agisse de ses impacts et retombées, du cadre institutionnel et des modalités de contrôle, du processus décisionnel, etc. Pour juger du potentiel de l'industrie à être acceptée socialement, il est donc nécessaire de comprendre ces facteurs de même que leur dynamique et, le cas échéant, d'appréhender les conditions d'une acceptabilité sociale. Dans cette perspective, l'étude S4-1 propose une analyse des facteurs influant sur l'acceptabilité sociale de l'industrie du gaz de schiste au Québec et les deux volets de l'étude S4-3a présentent une analyse comparée de la mobilisation et des perceptions du public à l'égard de l'industrie du gaz de schiste au Québec, en France, aux États-Unis et ailleurs au Canada.

9.1.1 Définition, facteurs et mécanismes de l'acceptabilité sociale

Si elle est de plus en plus utilisée, la notion d'acceptabilité sociale n'est pas encore stabilisée dans le champ de la recherche et demeure controversée. Les analyses menées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste n'ont aucunement pour but d'élaborer des moyens visant à assurer l'acceptabilité sociale de l'industrie ou de cartographier les lieux socialement plus propices à son implantation. Il s'agissait plutôt d'apporter des précisions sur les processus à l'œuvre derrière l'acceptation ou la non-acceptation sociale d'une filière, d'un projet ou d'une décision, et plus spécifiquement de comprendre les ressorts de l'opposition suscitée par l'industrie du gaz de schiste.

Cette opposition s'explique certes par les perceptions individuelles, mais le concept d'acceptabilité sociale rend visibles les dynamiques sociales qui influencent ces perceptions. Ces dynamiques sont modulées par les institutions qui structurent le débat public et canalisent tant les questionnements que les critiques.

Dans les recherches actuelles, le phénomène de l'acceptabilité sociale n'est plus appréhendé comme la simple agrégation de jugements individuels motivés par l'intérêt personnel (syndrome NIMBY – *not in my backyard*). On

ne se contente plus de réduire l'opposition sociale aux craintes inévitablement suscitées par une technologie nouvelle. On l'envisage plutôt comme une véritable dynamique faisant intervenir des acteurs et des processus particuliers susceptibles de se transformer.

L'acceptabilité sociale des projets et des installations énergétiques plus particulièrement met en dialogue les grandes politiques publiques et la planification territoriale. Si bien que les acteurs locaux et régionaux jouent un rôle clé dans l'articulation du projet et des stratégies nationales dans lesquelles il s'insère avec le développement et la dynamique du territoire concerné.

L'acceptabilité sociale est tributaire de la convergence des perceptions et de l'évaluation de l'industrie à l'échelle microsociale avec le modèle de développement ou les grands compromis sociaux à l'échelle macrosociale, et elle est modulée par la dynamique de délibération et de dialogue. Par conséquent, l'acceptabilité sociale ne se résume pas à une lecture binaire acceptable/inacceptable, puisqu'elle relève de choix politiques et de modes de régulation. Dans cette perspective, Fortin et Fournis (étude S4-1) proposent de la définir comme :

> *Un processus d'évaluation politique d'un projet sociotechnique mettant en interaction une pluralité d'acteurs impliqués à diverses échelles et à partir duquel se construisent progressivement des arrangements et des règles institutionnels reconnus légitimes car cohérents avec la vision du territoire et le modèle de développement privilégiés par les acteurs concernés.*

Au Québec, le manque d'information, les impacts appréhendés et l'impression d'un manque d'encadrement ont nourri une opposition croissante vis-à-vis l'industrie. Les populations, inquiètes, se sont senties impuissantes alors que se multipliaient les puits sur le territoire. À partir d'une analyse des mémoires déposés aux audiences du BAPE, on peut faire plusieurs constats relativement aux perceptions et à l'interprétation de l'industrie au sein de la population. Le débat sur le gaz de schiste a pris des dimensions nationales, comme en témoigne le fait que plus de 50 % des participants ne sont pas issus d'un territoire visé par l'exploitation. La presque totalité des mémoires abordent les processus politiques et la régulation (92 %) et une grande majorité, l'environnement (70 %) et l'économie (70 %) ainsi que les savoirs (59 %). Les enjeux soulevés concernent notamment :

- L'adaptation du cadre réglementaire;
- La capacité de l'État à faire respecter ses normes;
- Une révision des processus décisionnels favorisant la participation de nouveaux acteurs;
- Les risques pour l'eau;
- La domination de certains intérêts.

Plutôt que de refléter une opposition binaire, les positions à l'égard du gaz de schiste se structurent autour de trois positions renvoyant chacune à un niveau d'exigences plus ou moins fortes de transformation du cadre de régulation. Trois quarts des participants posent des exigences fortes de modernisation touchant la gouvernance et le modèle de développement. Cela suggère que la controverse entourant l'industrie ne se limite pas à des conflits de voisinage ou à des enjeux de proximité, mais qu'elle remet en question plus largement le mode de décision et de régulation des activités industrielles dans la perspective d'un modèle renouvelé de développement.

La radiographie spatiale menée par l'équipe Fortin et Fournis révèle que l'opposition contre le gaz de schiste n'a pas été plus importante dans les municipalités les plus peuplées ou dans les municipalités les plus favorisées. La mobilisation semble liée à d'autres caractéristiques :

- La mobilisation est d'autant plus forte que le taux de participation aux élections est élevé;

- La mobilisation est d'autant plus forte que le territoire est ciblé par l'industrie;
- Ce n'est pas le niveau de mobilisation mais sa forme qui diffère selon que la population est favorisée ou non.

L'étude de cas menée par les chercheurs montre enfin que l'acceptabilité sociale est un processus dynamique et dialogique dont l'issue peut varier. Les personnes interrogées ont insisté sur le fait que leur point de vue sur l'industrie avait évolué, pour passer d'une ouverture à son implantation à une fermeture progressive. L'évolution de l'acceptabilité sociale de l'industrie du gaz de schiste peut être schématisée en cinq temps :

1. L'entrée discrète de l'industrie sur le territoire;
2. La prise de conscience de l'industrie par les individus et l'émergence de questionnements;
3. La mobilisation des réseaux et des connaissances pour cerner les impacts de l'activité;
4. L'organisation de débats sur des tribunes formelles et informelles à propos de l'activité, de ses impacts et de sa pertinence;
5. La radicalisation de la mobilisation citoyenne contre l'industrie.

Ce déroulement n'est ni le fruit du hasard ni automatique, mais résulte notamment de l'interaction de six facteurs :

1. Le rôle et les capacités de l'État, perçu trop en retrait ou proche des intérêts industriels;
2. Les processus décisionnels, insuffisants pour canaliser et porter les débats citoyens de manière satisfaisante;
3. La prédominance de l'économie comme unique référent décisionnel;
4. Une connaissance scientifique sujette à controverse;
5. La méconnaissance et la non-prise en compte des dynamiques territoriales particulières;
6. L'incertitude.

9.1.2 Historique et formes de la mobilisation citoyenne autour du gaz de schiste

Le premier volet de l'étude S4-3a confirme que l'opposition au gaz de schiste est trop complexe pour se réduire à un syndrome NIMBY. L'analyse comparative menée au Québec, mais aussi en France, aux États-Unis et en Colombie-Britannique montre que la mobilisation est partout portée par divers acteurs, qui ne sont pas seulement locaux. Elle s'incarne par des discours qui révèlent des inquiétudes quant aux impacts environnementaux de l'industrie, mais aussi des préoccupations quant aux choix énergétiques, des propositions de modernisation réglementaire, des doutes sur la transparence des industries et des gouvernements et des questionnements sur le contrôle et la gouvernance du territoire.

La contestation a été faible en Colombie-Britannique et en Pennsylvanie, et elle n'a débuté que bien après les premières activités de forage. Mais si l'opposition est demeurée embryonnaire en Colombie-Britannique, elle s'est rapidement structurée en Pennsylvanie pour engager une variété d'acteurs. La mobilisation en France a débuté avant tout forage, rapidement et avec un fort ancrage local, pour déboucher sur l'interdiction de toute fracturation hydraulique.

Au Québec, la mobilisation a été rapide et intense. Elle a été favorisée par la localisation des puits en zone habitée et alimentée par le cadre réglementaire, perçu comme étant insuffisant. Les motifs d'opposition ont évolué : s'il s'agissait à l'origine d'obtenir davantage d'informations relativement à l'industrie, à ses techniques et à ses impacts, le discours s'est radicalisé au fil du temps pour mettre directement en cause la pertinence de la filière.

Ceci s'explique à la fois comme le résultat de la recherche d'information et le positionnement ambigu vis-à-vis de la filière des deux gouvernements qui se sont succédé.

La mobilisation a été portée par les citoyens et les municipalités, qui ont ensuite forcé les groupes et les acteurs politiques à prendre position. Très bien organisée, elle s'est arrimée à des réseaux écologistes qui l'ont soutenu et qui ont facilité la circulation et la diffusion de l'information. La structuration progressive du mouvement d'opposition a été déterminante dans le succès de la mobilisation. Les citoyens autonomes ou coordonnés se sont mis en lien avec les réseaux militants. L'alliance avec des groupes environnementaux nationaux déjà constitués a procuré au mouvement une expertise, un savoir-faire, des bénévoles ainsi qu'un réseau de communication. Le mouvement a aussi engagé les pouvoirs locaux (municipalités et MRC), ce qui a renforcé le caractère politique des revendications et contribué à la montée en généralité de l'enjeu. Il a aussi pu bénéficier d'une mobilisation sans précédent de la communauté universitaire qui l'a nourri sur le plan scientifique tout en l'ouvrant à d'autres canaux de diffusion. S'ajoute à ces éléments le cadrage autour de la demande unique et rassembleuse de moratoire.

La mobilisation s'est incarnée dans des activités de contenu (séances d'information, voyages d'études, organisation de colloques) de même que dans des revendications auprès des acteurs publics sous forme de pétitions et de manifestations. En plus de réclamer un moratoire de la part du gouvernement, les acteurs ont exploré les pouvoirs et mécanismes susceptibles de mener à un moratoire *de facto* : les droits de passage et d'installation (la campagne « Vous n'entrerez pas chez nous » et les résolutions de conseils municipaux), la réglementation concernant la protection du territoire agricole ou celle des ressources en eau.

9.1.3 Perceptions de l'industrie au sein de la population québécoise

Le sondage réalisé auprès de la population québécoise à l'automne 2012 et mis en relation avec des sondages réalisés en Pennsylvanie et au Michigan dans le cadre du second volet de l'étude S4-3a révèle que les Québécois sont plus réticents à l'égard du gaz de schiste que les Américains. Cela s'explique notamment par un trait culturel, l'égalitarisme, qui accentue la sensibilité aux enjeux environnementaux tout en mettant en doute les avantages économiques promis. Davantage que les Américains, les Québécois craignent que les risques environnementaux affectent leurs concitoyens tout en ne profitant qu'à la grande industrie.

Ce trait culturel a aussi un impact sur les sources d'informations privilégiées : ce sont celles qui sont sensibles aux risques qui sont jugées les plus crédibles. Dans ce contexte, plutôt que de les réduire, l'information tend à renforcer les craintes liées aux impacts de l'industrie et de sa technologie. Selon l'étude S4-3a :

> *Même s'il était possible de fournir une information crédible prouvant que l'extraction du gaz soit sécuritaire, il est improbable que celle-ci fasse suffisamment changer l'opinion des Québécois de manière à estomper significativement leur opposition.*

On peut douter, concluent les auteurs, que des facteurs tels qu'un changement dans la situation économique de la province, l'émergence de nouvelles technologies, un changement dans l'offre et la demande énergétique ou le leadership politique fassent évoluer l'opinion des Québécois vers une attitude plus favorable à l'égard de l'industrie. Et on ne peut exclure l'hypothèse que les craintes se renforcent encore davantage avec le temps plutôt que de s'atténuer.

Constats

- L'acceptabilité sociale ne se résume pas à une lecture binaire acceptable/inacceptable, mais relève de choix politiques et de modes de régulation. Elle est tributaire de la convergence des perceptions et de l'évaluation de l'industrie avec le modèle de développement ou les grands compromis sociaux, et elle est modulée par la dynamique de délibération et de dialogue.
- Les acteurs locaux et régionaux jouent un rôle clé dans l'ancrage territorial des projets relevant d'une stratégie nationale comme c'est le cas des projets énergétiques.
- L'opposition au gaz de schiste est trop complexe pour se réduire à un syndrome NIMBY. La controverse entourant l'industrie ne se limite pas à des conflits de voisinage ou à des enjeux de proximité, mais elle remet en question plus largement le mode de décision et de régulation des activités industrielles dans la perspective d'un modèle renouvelé de développement.
- Les enjeux de l'industrie touchent les processus politiques et de régulation de l'environnement, l'économie, ainsi que les savoirs. Ils concernent notamment l'adaptation du cadre réglementaire, la capacité de l'État à faire respecter ses normes, la révision des processus décisionnels favorisant la participation de nouveaux acteurs, les risques pour l'eau et la domination appréhendée de certains intérêts.
- Au Québec, le manque d'information, les impacts appréhendés et l'impression d'un manque d'encadrement ont nourri une opposition croissante vis-à-vis l'industrie. Six facteurs ont contribué à la non-acceptabilité sociale de l'industrie : 1) l'attitude de l'État; 2) le manque d'ouverture des processus décisionnels; 3) la prédominance de l'économie comme unique référent décisionnel; 4) une connaissance scientifique sujette à controverse; 5) la méconnaissance et la non-prise en compte des dynamiques territoriales particulières; 6) l'incertitude.
- Le point de vue sur l'industrie a évolué, pour passer d'une ouverture à son implantation à une fermeture progressive. La radicalisation s'explique à la fois comme le résultat de la recherche d'information et le positionnement ambigu des deux gouvernements qui se sont succédé vis-à-vis de la filière.
- Les motifs d'opposition ont évolué : s'il s'agissait à l'origine d'obtenir davantage d'informations relativement à l'industrie, à ses techniques et à ses impacts, le discours s'est radicalisé au fil du temps pour mettre directement en cause la pertinence de la filière.
- L'opposition est portée par des inquiétudes quant aux impacts environnementaux de l'industrie, des préoccupations quant aux choix énergétiques, des propositions de modernisation réglementaire, des doutes sur la transparence des industries et des gouvernements et des questionnements sur le contrôle et la gouvernance du territoire.
- L'opposition contre le gaz de schiste n'a pas été plus importante dans les municipalités les plus peuplées ou dans les municipalités les plus favorisées, mais elle est corrélée au taux de participation aux élections ainsi qu'au fait d'être ou non un territoire ciblé par l'industrie.
- La structuration progressive du mouvement d'opposition a été déterminante dans le succès de la mobilisation de même que le cadrage autour de la demande rassembleuse de moratoire.
- Les Québécois sont plus réticents à l'égard du gaz de schiste que les Américains, car ils sont plus sensibles aux enjeux environnementaux et plus critiques quant aux bénéfices économiques anticipés. Davantage que les Américains, les Québécois craignent que les risques environnementaux affectent leurs

concitoyens tout en ne profitant qu'à la grande industrie.

- Ce sont les informations qui sont sensibles aux risques qui sont jugées les plus crédibles. Plutôt que de les réduire, l'information tend donc à renforcer les craintes liées aux impacts de l'industrie et de sa technologie.

10. Les impacts sociaux

Le gaz de schiste est une ressource naturelle dont les conditions d'exploration et d'exploitation sont, à l'instar des ressources minérales, encadrées par la Loi sur les mines. Or, comme le souligne le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), le gaz de schiste soulève des enjeux inédits, compte tenu de l'emplacement des gisements et de leur mode d'exploitation. En effet, les mines sont généralement situées sur des terres publiques, dans des zones peu habitées et éloignées des marchés, alors que le gaz de schiste est situé dans le sud du Québec, majoritairement sur des terres privées en milieu rural, voire agricole, avec des zones habitées. De plus, alors que les mines sont généralement ponctuelles sur le territoire, l'extraction du gaz de schiste nécessiterait le forage de centaines de puits dispersés, reliés par un réseau de collecte. Ces différences fondamentales ont une influence prépondérante sur les effets de cette industrie sur le milieu humain et son acceptabilité sociale.

10.1 Les impacts visuels et sur le patrimoine

Dans le cadre des consultations du BAPE et lors des rencontres organisées par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste, plusieurs intervenants, autant des citoyens que des représentants municipaux, ont soulevé des préoccupations concernant l'intégration visuelle des diverses activités de l'industrie du gaz de schiste au paysage et leurs impacts potentiels sur le patrimoine architectural, historique et naturel. Ainsi, plusieurs municipalités accordent une grande importance à la préservation et la mise en valeur des paysages exceptionnels de leur territoire et de leur patrimoine architectural et historique. En effet, ces éléments sont souvent au cœur de la qualité de vie de leurs citoyens et constituent des atouts indéniables de développement culturel, économique et touristique.

Une fois l'industrie du gaz de schiste pleinement établie, ces municipalités seront-elles toujours en mesure de se démarquer par la valeur de leur patrimoine et la qualité architecturale et urbanistique de leurs espaces? Par exemple, advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur leur territoire, des municipalités comme Saint-Denis-sur-Richelieu, Saint-Antoine-sur-Richelieu et Saint-Marc-sur-Richelieu seront-elles toujours attractives grâce à leur patrimoine et leurs paysages? Continueront-elles de répondre à tous les critères qui leur permettent actuellement de faire partie de l'Association des plus beaux villages du Québec[1], et de bénéficier ainsi des retombées associées au fait d'être membre de cette association?

La municipalité régionale de comté (MRC) des Maskoutains, reconnue comme la capitale de l'agroalimentaire du Québec, participe activement à la définition et l'adoption d'une vision d'avenir autour des paysages de la région avec le projet « Paysages Maskoutains ». Pourra-t-elle concilier cette vision de développement reconnaissant l'importance du paysage considéré comme une ressource avec un éventuel développement où le gaz de schiste constitue la ressource?

[1] L'Association des plus beaux villages du Québec a été fondée en 1997 et s'inspire de l'Association des plus beaux villages de France. Incorporée en août 1998, cette association comptait en 2012 35 villages membres répartis dans 11 régions touristiques. Elle se définit comme un réseau de municipalités à caractère rural, dont une partie du territoire renferme un ou des noyaux villageois ou hameaux représentatifs de l'occupation humaine sur le territoire du Québec, tant dans ses aspects géographique qu'historique et culturel, et présentant des ensembles authentiques et harmonieux du patrimoine naturel, humain et architectural formant un paysage de grande qualité. L'information est tirée du site Internet suivant : www.beauxvillages.qc.ca/association_fr.htm.

Afin de répondre aux préoccupations soulevées, la documentation (1) des impacts visuels et des impacts sur le patrimoine associés aux différentes phases[2] de développement de l'industrie et (2) des mesures à prendre pour permettre de les éliminer, de les atténuer et d'y remédier s'est imposée comme un besoin de connaissance à combler. Autant les recherches provenant des États américains du Texas, du Colorado, de la Pennsylvanie et de l'Ohio que des provinces canadiennes de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont alimenté la réflexion (étude S2-5).

10.1.1 Impacts visuels et mesures d'atténuation

Impacts visuels associés aux activités d'exploitation du gaz de schiste

Il existe essentiellement deux types d'impacts visuels associés aux activités industrielles. Le premier type d'impact est lié aux activités qui obstruent une vue scénique ou un panorama. Ces impacts revêtent une importance particulière auprès des communautés pour lesquelles ces vues ou panoramas constituent un attrait touristique ou un élément important de leur qualité de vie (étude S2-5). Le deuxième type d'impact est associé à des activités qui ne s'intègrent pas adéquatement à l'environnement d'accueil et où il y a une perte de valeur esthétique[3].

Peu importe le type d'impacts, l'analyse de la littérature révèle l'existence de différentes mesures permettant de les prévenir ou de les atténuer. Ces mesures font aussi l'objet d'un intérêt de la part de l'industrie, car elles lui permettent d'établir de « meilleures pratiques ».

Plusieurs des gouvernements locaux visés par le développement du gaz de schiste aux États-Unis ont adopté des réglementations concernant les impacts visuels des activités de cette industrie ainsi que leurs impacts sur le patrimoine. S'il semble y avoir un certain consensus sur la nécessité de réglementer ces éléments, il y a absence de consensus sur les mesures d'atténuation à mettre en place. Cependant, de manière générale, une demande est adressée aux promoteurs pour effectuer une caractérisation scientifique des paysages, des habitats et des corridors afin de contribuer à la planification, la prévention et l'atténuation des impacts visuels.

Les travaux préliminaires

L'impact des composantes introduites lors des travaux préliminaires dans le champ visuel est comparable à l'impact associé à d'autres projets de construction et touche essentiellement à leur compatibilité avec le caractère du milieu récepteur et sa vocation.

Dans le cas d'un seul site, les impacts, d'une durée d'une à deux semaines, sont considérés comme faibles. À l'échelle d'une région, lors qu'il y a plusieurs sites, les impacts cumulatifs des travaux préliminaires, qui peuvent alors durer plusieurs mois, sont considérés comme modérés. Des impacts directs sont observables sur le voisinage immédiat, alors qu'ils sont indirects à l'échelle d'une région.

---

[2] Les six phases d'un projet gazier sont les suivantes : 1) travaux préliminaires; 2) exploration et fracturation; 3) projet pilote et développement; 4) production; 5) transmission et distribution; 6) fermeture définitive.

[3] Les auteurs de l'étude S2-5 rapportent en page 10 du document : « Dans la documentation, il y a peu de données quantitatives quant à la perte de valeur esthétique. Cependant, dans une des études du plan de réalisation de l'ÉES sur le gaz de schiste, portant sur la détermination des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire (étude EC2-5), on y explique les différentes composantes de la valeur totale d'un écosystème naturel, incluant la valeur des services écologiques et d'esthétiques, ainsi que les principales méthodes d'évaluation utilisées. »

Les mesures d'atténuation à cette phase concernent surtout le choix du site et le champ de vision, l'harmonisation du tracé des chemins d'accès avec le réseau routier existant, la mise à profit de la topographie et de la végétation existante, la conservation d'une bande végétale tampon et la gestion adéquate des déblais.

Le forage et la fracturation

Les activités initiales sont marquées par l'arrivée des équipements et des matériaux de forage et l'apparition de la tour de forage et de ses bâtiments accessoires (dont la hauteur peut varier entre 15 et 50 m). C'est aussi le moment où sont réalisés les premiers forages exploratoires et les premières activités de fracturation et où commence l'emploi des torchères. Les composantes associées à cette phase de développement de l'industrie, qui peuvent être visibles dans un rayon de 800 m, sont celles ayant le plus d'impacts visuels. La perception par les voisins de ces opérations est très négative.

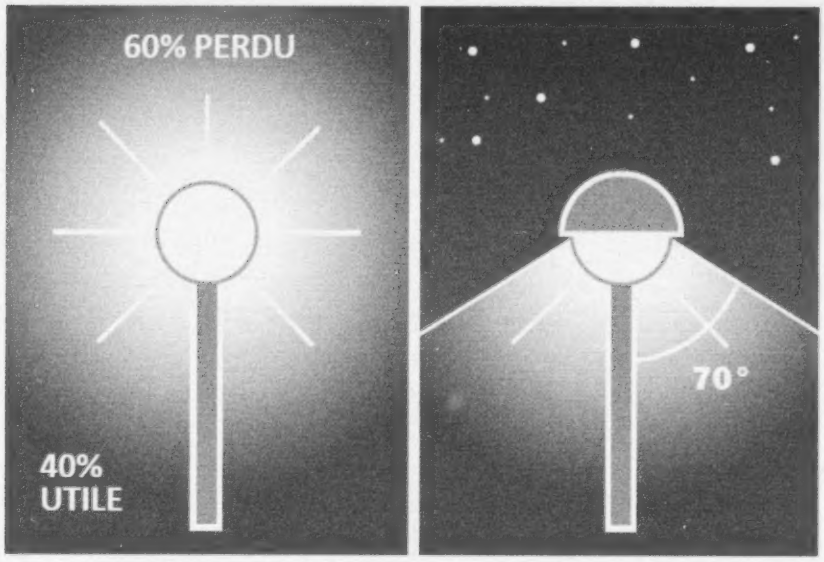
Favoriser le camouflage des équipements et tendre à utiliser des équipements moins nombreux et plus performants pour agir sur la densité des objets présents sur un site de forage sont au nombre des mesures pouvant atténuer les impacts visuels liés à l'exploration et à la fracturation.

En lien avec l'impact visuel de la luminosité, le forage, qui se réalise de jour comme de nuit, nécessite un éclairage important pouvant déranger les voisins de manière plus considérable en zone résidentielle ou dans une zone à valeur paysagère. Du point de vue de la santé, cette pollution lumineuse peut aussi engendrer des problèmes de sommeil, entre autres.

Aussi, la revue de littérature révèle qu'individuellement les impacts sont faibles, alors que cumulativement ils sont modérés. La durée de ces activités varie de quatre ou cinq semaines à plusieurs mois lors d'un déploiement à l'échelle régionale.

Plusieurs mesures d'atténuation permettent d'intervenir notamment sur les impacts de la pollution lumineuse : orienter les lumières vers le sol et vers l'intérieur du site en évitant l'emploi d'ampoules à nu, éviter les lampes au sodium de haute densité, privilégier l'utilisation de lumières de sécurité actionnées par un senseur et réaliser le torchage des gaz à l'aide d'un incinérateur.

Figure 10.1 : Une ampoule mise à nue génère davantage de pollution lumineuse



Source : Image tirée de l'étude S2-5, page 17

Le projet pilote et le développement

En plus des nuisances liées aux processus de forage et de fracturation hydraulique décrites dans la section précédente, les nuisances visuelles associées aux activités de la phase du projet pilote et du développement découlent aussi du renforcement des routes et de l'installation d'un gazoduc, d'un réseau de collecte gazier et de conduites d'eau. Les impacts cumulatifs de toutes ces activités, dont la durée varie de quelques mois à plusieurs années selon le scénario de développement retenu pour le site, sont considérés comme étant modérés. Les impacts les plus importants sont associés à l'intensification du camionnage.

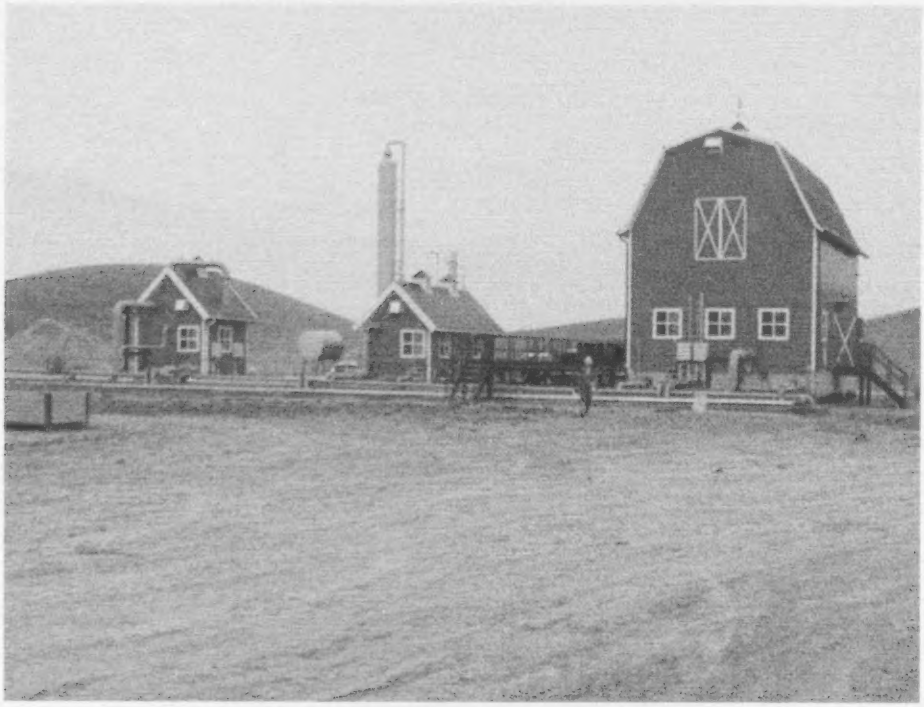
Au nombre des mesures d'atténuation, il y a la mise en place de conduites d'eau pour diminuer le nombre de camions-citernes, la planification de la séquence d'exploitation des sites et le contournement des territoires sensibles comme les milieux résidentiels et les sites à valeur paysagère lors de l'implantation du tracé du réseau de collecte gazier et du gazoduc.

La production

La phase de production est caractérisée par l'installation éventuelle de stations de compression d'appoint pour transporter le gaz à l'unité de traitement. Dans ce cas-ci, les composantes ont généralement un profil bas et ne sont pas très visibles de loin. Les impacts visuels de ces installations, individuellement et cumulativement, sont considérés comme faibles et à long terme, selon le cas. Les composantes peuvent surtout se percevoir en zone résidentielle et dans les milieux à forte valeur paysagère.

Les mesures d'atténuation, se voulant adaptées à la situation du site, visent notamment l'emploi d'équipements peints ou pouvant être camouflés et de murs de végétation qui ceinturent un site.

Figure 10.2 : Unités de traitement de gaz qui adoptent l'allure de bâtiments agricoles



Source : Image tirée de l'étude S2-5, page 24

Le transport et la distribution

Les composantes introduites lors de la phase de transport et de la distribution sont plus spécifiquement associées à l'entretien du site et du réseau de transport et de distribution.

Qu'ils soient individuels ou cumulatifs, les impacts visuels associés à cette phase demeurent faibles.

La fermeture définitive

Les impacts visuels seront faibles à modérés lors de la fermeture définitive. En milieu agricole, ils sont de courte durée puisque la remise en culture se réalise rapidement. On porte une attention à bien retirer le gravier de surface, les conduites de gaz et la clôture ceinturant le site.

Pour le milieu forestier, considérant la lente croissance des arbres qui nécessitent un reboisement, le retour à l'état initial ou arbustif mature peut s'avérer long.

10.1.2 Impacts sur le patrimoine et mesures d'atténuation

Les sites patrimoniaux situés dans la vallée du Saint-Laurent en bordure des cours d'eau et des rivières sont inégalement répartis sur le territoire. On estime que 7,2 % de la superficie du territoire, soit près de 2 10[illegible] m², doit être considérée comme fortement sensible d'un point de vue archéologique et patrimonial (étude S2-4).

La revue de littérature des impacts sur le patrimoine relève que pour chacune des six étapes du développement d'un site de gaz de schiste il peut exister des impacts sur le patrimoine.

La phase des travaux préliminaires constitue le moment le plus opportun pour une intervention visant à minimiser les impacts sur le patrimoine. En plus de considérer les zones sensibles[4], le choix d'un site gazier et le trajet de la route d'accès au site, la littérature souligne l'importance de considérer, le cas échéant, autant le potentiel archéologique que le patrimoine bâti pour bien minimiser les impacts.

La réalisation d'une étude d'impact constitue un outil essentiel pour prévenir la destruction d'une ressource (le patrimoine) dite « non renouvelable ». Dès l'acquisition du permis de forage par une industrie, pratiquer l'archéologie préventive sur le site visé constitue une avenue à explorer.

Tableau 10.1 : Démarche archéologique adaptée à un projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste

Étapes d'un projet d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste	Étape	Démarche archéologique
Dépôt d'un projet d'un ou de plusieurs sites de forage gazier	1	• Rencontre et discussion avec le promoteur • Consultation des bases de données du MCC • Avis des professionnels du MCC • Demande de permis de recherche archéologique par l'archéologue mandaté par la municipalité
Arpentage du terrain	2	• Réalisation de l'inventaire archéologique • Évaluation de l'ampleur et de l'intégrité du site, identification des cultures représentées • Cartographie afin de délimiter précisément le site
Réalisation et dépôt des plans finaux Étude des plans par les autorités compétentes (MCC, MRC, municipalité) et délivrance des permis	3	• Superposition du plan de développement et du site archéologique ou de la carte de potentiel • Division du plan en phases de réalisation : Situation 1 : aucun site, réalisation immédiate des travaux Situation 2 : portion à libérer (fouille archéologique d'envergure limitée) et réalisation des travaux par la suite Situation 3 : Aucune excavation avant l'achèvement des fouilles
Réalisation des travaux si situation 1, sinon →	4	• Réalisation des fouilles archéologiques si situation 2
Réalisation des travaux de la situation 2, sinon →	5	• Réalisation des fouilles archéologiques de la situation 3 • Visite sur le site et mise en valeur des vestiges • Libération du terrain
Réalisation des travaux à la suite des fouilles de la situation 3	6	• Analyse des données et rédaction du rapport
Achèvement du projet	7	• Mise en valeur et retour de l'information à la population locale

Source : Adapté de Archéo-Québec, 2012

[4] Les zones sensibles sont les suivantes : église, école, hôpital, secteur résidentiel, eaux de surface, puits, zones inondables, aires protégées, zone de migration, milieux humides, sites archéologiques et routes scéniques.

Constats

- Un projet de développement gazier ne se réalise habituellement pas sans impacts visuels ou sans impacts sur le patrimoine. Ces impacts varient en intensité et en durée selon la phase de développement du projet gazier. Aussi, ces impacts semblent plus marqués lorsque l'industrie implante son site dans les zones résidentielles ou dans les milieux à forte valeur paysagère, plus précisément les régions comportant des routes scéniques ou des panoramas.
- Les perturbations visuelles sont habituellement plus intenses, mais temporaires, lors des premières phases de développement. L'arrivée et l'intégration dans le paysage de certains équipements, comme les tours de forage ou les torchères à gaz lors des essais de production en phase d'exploration ou de la phase projet pilote et développement, représentent les plus importantes sources d'impacts visuels et de troubles de voisinage.
- L'impact visuel de la luminosité lors du forage et des essais de production avec brûlage à la torchère après la fracturation est aussi une nuisance à ne pas négliger.
- Les composantes de la phase de production ont généralement un profil bas et ne sont pas très visibles de loin. Les impacts visuels pour la phase de production, individuellement et cumulativement, sont considérés comme faibles et à long terme, selon le cas.
- Les mesures d'atténuation mises en place afin de pallier, minimiser ou éliminer les impacts visuels sont fort variées. Il importe d'appliquer des mesures d'atténuation adaptées à chaque cas. Plus spécifiquement, il s'agit d'adapter les mesures d'atténuation en fonction de l'environnement, de la topographie, des usages à proximité, de la communauté environnante, de la saison de forage, etc.
- Il importe de prendre en considération dès la phase des travaux préliminaires l'archéologie et le patrimoine. Ceci permet de minimiser les impacts et d'éviter la destruction d'une ressource dite « non renouvelable » et d'adapter les mesures d'atténuation au besoin du site.
- Le Québec ne dispose pas tout comme les États-Unis de réglementations concernant précisément les impacts visuels et sur le patrimoine des activités de l'industrie du gaz de schiste.

10.2 Le bruit, le camionnage et les besoins en logement générés par l'industrie du gaz de schiste

Les préoccupations citoyennes concernant le bruit et toutes les nuisances associées au camionnage ont été amplement soulevées non seulement lors des consultations du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE, 2011), mais aussi dans le cadre des rencontres tenues par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste avec des élus, tant au Québec que dans d'autres provinces canadiennes et États des États-Unis.

Les impacts liés à l'augmentation du bruit et des autres nuisances associées au camionnage générés par l'industrie du gaz de schiste se sont imposés comme des sujets de recherche auxquels il fallait porter une attention (études S2-6 et S2-7).

10.2.1 Impacts sonores

La pollution sonore liée à l'industrie du gaz de schiste génère des impacts autant sur la santé que sur la qualité de vie (Groat et Grimshaw, 2012). Dans son étude bibliographique sur les risques à la santé (études S3-1, S3-2 et S3-3), l'Institut national de la santé publique du Québec (INSPQ) rapporte que les principales sources de bruit liés au développement de l'industrie du gaz de schiste, notamment la construction des routes et des sites de production ainsi que les opérations de fracturation hydraulique, peuvent engendrer des stress importants chez certains résidents, plus particulièrement ceux qui bénéficient d'une qualité de vie rurale ou qui occupent les résidences les plus proches des sources de bruit. Par exemple, le bruit a des impacts sur la qualité du sommeil, qui se traduisent, entre autres, en problèmes de fatigue, de stress ou de difficultés de concentration.

Tableau 10.2 : Niveau sonore nécessaire au réveil en fonction du type de fenêtre d'une résidence

Type de fenêtre	Niveau de dBA externe où la probabilité de réveil est nulle	Niveau de dBA externe où la probabilité de réveil est de 5 %	Niveau de dBA externe où la probabilité de réveil est de 10 %	Niveau de dBA externe où la probabilité de réveil est de 20 %
Fenêtre grande ouverte	37	42	47	52
Fenêtre partiellement fermée	42	47	52	57
Fenêtre simple fermée	52	57	62	67
Fenêtre double fermée	57	62	67	72

Source : Tiré de l'étude S2-7

Le transport de la machinerie en cours de construction et des grandes quantités d'eau lors de la fracturation occasionne aussi une augmentation du bruit et une détérioration de la sécurité routière. Les personnes les plus affectées par ces nuisances sont les personnes âgées et celles ayant des problèmes de santé mentale. L'occurrence de problèmes auditifs, l'aggravation des maladies cardiovasculaires ainsi qu'un stress pouvant mener vers des comportements extrêmes sont d'autres effets connexes que des chercheurs comme ceux du Oil and Gas Accountability Project associent à cette industrie.

Au Québec, le contrôle du bruit est effectué en fonction de critères appliqués par le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) et non de normes réglementaires. Ces critères varient selon la source du bruit : chantiers de construction, source fixe et routes.

Pour les bruits provenant de source fixe, notamment les sites industriels, le MDDEFP applique la note d'instruction 98-01 (tableau 10.3). Cette note établit des critères à respecter pour le jour et pour la nuit et distingue quatre types de zones selon leur niveau de sensibilité. Ainsi, la zone I, la plus sensible, correspond à des habitations unifamiliales, à des écoles ou des hôpitaux. La zone IV, la moins sensible, comprend les territoires zonés à des fins industrielles ou agricoles. À noter que plusieurs municipalités réglementent les nuisances sonores sur la base des critères de cette note d'instruction.

Tableau 10.3 : Niveaux maximums permis selon les catégories

Zone	Nuit (dBA)	Jour (dBA)
I	40	45
II	45	50
III	50	55
IV	70	70

Source : MDDEFP, note d'instruction 98-01[5]

Pour les bruits provenant de chantiers de construction, c'est la politique sectorielle sur le bruit communautaire au Québec qui s'applique, alors que les nuisances sonores relatives au bruit routier font l'objet de recommandations en fonction du bruit ambiant avant la construction.

Il est intéressant de noter qu'un examen de trois études sur le bruit provenant de projets d'exploration en Alberta, au Texas et dans l'État de New York démontre que le cadre normatif en vigueur au Québec pour le contrôle du bruit s'avère des plus exigeants, et ce, peu importe la source du bruit.

Qu'ils soient considérés de façon individuelle ou cumulative, les impacts sonores engendrés par l'industrie du gaz de schiste varient selon la phase de développement en cours, sa durée et son intensité. L'industrie dispose de bonnes pratiques relativement aux impacts sonores et peut adapter les mesures d'atténuation et les traitements acoustiques en fonction des besoins d'un site.

Afin de mieux apprécier ces impacts sonores, une étude de modélisation de la dispersion du bruit (étude S2-6) a été réalisée.

La modélisation sonore

L'étude de modélisation a d'abord défini des scénarios en se basant sur l'étude du CIRAIG qui décrit le projet type et sur les scénarios de développement 3 et 5 du Comité de l'ÉES. L'intensité du bruit émis par les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste variera dans le temps en fonction des diverses phases d'opération et des équipements qui y sont associés. Le bruit lié à l'augmentation du trafic sur les routes a aussi été considéré.

À chaque phase d'opération ont été associés les sources sonores (équipements, activités), une durée ainsi qu'un nombre de véhicules (lourds et légers). Chaque source sonore est identifiée (p. ex., excavatrice, camion, compresseur, pompe, derrick, etc.) et un niveau de puissance sonore (en dBA) lui a été attribué à partir de recherches dans la littérature.

La modélisation a été faite à l'aide d'un logiciel informatique dans des conditions conservatrices sur le plan environnemental : sol plat, non absorbant, sans édifices ni végétation ou autres barrières. Pour chaque phase des travaux, deux situations ont été utilisées pour les calculs, soit en supposant une utilisation des équipements 100 % du temps ou en considérant les facteurs d'utilisation normaux des équipements. Pour chacune des situations, deux conditions météorologiques ont été considérées, soit des conditions favorables à la propagation du son le jour ou le soir. Le bruit de la circulation routière sur une route d'accès et sur une route principale de campagne a été modélisé par un logiciel basé sur les types de trafic aux sites d'activités reliés au gaz de schiste rapportés dans la

[5] www.mddefp.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01.htm

littérature. La puissance du son de chaque source a été combinée et distribuée également sur l'aire totale du site et le bruit a été calculé à partir de la limite du site.

Les travaux de construction

Tout comme c'est le cas pour les impacts visuels, les impacts sonores des composantes introduites lors de la phase des travaux préliminaires, notamment le transport de la machinerie lourde et des autres équipements, sont semblables à ceux d'autres projets de construction.

Les travaux de préparation du sol pour la construction des routes d'accès, des sites de puits et des stations centrales sont parmi les activités les plus bruyantes. Elles peuvent durer une vingtaine de jours, mais il n'y a généralement pas de construction la nuit. Plusieurs mesures de mitigation peuvent être appliquées pour réduire de façon appréciable le bruit, mais le choix d'un site approprié demeure la meilleure façon d'éviter des impacts indésirables.

Individuellement ou cumulativement, les impacts liés au camionnage sont considérés comme faibles. Pour un seul site, la durée peut varier d'une à deux semaines et s'étendre jusqu'à quelques mois lorsqu'il s'agit de plusieurs sites. Le niveau sonore de cette phase est habituellement toléré étant donné que les manœuvres demeurent temporaires et sont généralement réalisées durant la journée (NYSDEC, 2011). Par ailleurs, dans des zones résidentielles et récréotouristiques, il peut y avoir une incompatibilité avec le caractère et la vocation du milieu récepteur.

Une étude sur l'état des routes avant le début des travaux, la signature d'une entente d'utilisation entre le promoteur et la municipalité ou le propriétaire privé établissant les modalités d'usage de la route ainsi que le choix géographique et l'établissement du calendrier des travaux nuisant le moins à l'environnement et à l'économie régionale sont au nombre des mesures d'atténuation à privilégier.

Dans le cas d'un scénario de développement à grande échelle, les facteurs qui varient et pourraient occasionner un plus grand impact sur le bruit sont le nombre total de sites multipuits, le nombre total d'installations centrales et le volume du trafic sur les routes en général si le développement s'effectue dans une même zone. Ce sont les activités de construction qui généreraient les bruits les plus importants, mais comme la distance entre deux sites multipuits est de 4,3 km (dans l'axe NO-SE), il n'y aura pas d'effet cumulatif ou de contribution additive à l'impact sonore. Dans l'axe SO-NE, où cette distance est de 900 m, un terrain qui se situerait dans la ligne entre deux sites multipuits pourrait ressentir un niveau de bruit de 3 dB supérieur à celui d'un seul site.

Parmi les mesures d'atténuation, il faut assurément viser la planification du transport des produits chimiques et des services d'urgence en cas de déversement ou d'accident et, préférablement, éviter les grandes distances de camionnage lors du transport des matières premières.

Forage et fracturation

La littérature et la simulation sonore cernent la fracturation hydraulique comme étant l'opération la plus bruyante. Les génératrices et les compresseurs fonctionnent alors en continu et constituent les équipements les plus bruyants. Ils peuvent gêner de manière importante le voisinage. Par exemple, pour respecter les critères de bruit nocturnes établis dans la note d'instruction 98-01 du MDDEFP entre la source la plus bruyante (fracturation) et les habitations, pour la zone la plus sensible, une distance minimale de 5 110 men zone I, de 3 430m en zone II et

2 450 m en zone III devrait être respectée. Pour la zone IV, elle serait de 560 m. L'application de mesures d'atténuation peut diminuer sensiblement ces distances[6].

Individuellement, ces impacts sonores sont considérés comme modérés alors que cumulativement ils deviennent élevés. La durée de ces opérations varie habituellement de quatre à cinq semaines, mais à l'échelle d'une région, elles peuvent durer quelques mois. Les scientifiques notent des risques de perturbation du sommeil pour les habitants du voisinage.

Pour minimiser ces impacts, le choix du site doit tenir compte de la présence d'habitations et compter sur des obstacles naturels ou bâtis pour réduire la dispersion du bruit.

Figure 10.3 : Fracturation hydraulique en cours sur un site de forage

Source : Image tirée de l'étude S2-7, page 21

Production et transport du gaz naturel

À l'étape de production, le camionnage lié à la construction des stations de compression, des unités de traitement et des unités de déshydratation engendre des impacts qui, individuellement ou cumulativement, sont considérés comme faibles et de courte durée.

Les mesures d'atténuation à privilégier devraient pouvoir contribuer à la planification des sites de forage dans le but d'optimiser le transport et l'utilisation de la machinerie lourde.

Pour la phase de transport et de distribution, la construction d'un gazoduc génère du bruit pendant la construction qui dure quelques semaines. Les impacts pris individuellement ou cumulativement sont faibles.

[6] De façon générale il n'y pas de travaux de fracturation hydraulique durant la nuit.

Lors de la phase de transport et de distribution, il n'y a pas de mesures d'atténuation particulières à mettre en place selon la littérature. La phase de fermeture définitive nécessite quant à elle des mesures d'atténuation similaires à l'étape des travaux de construction.

Constats

- Les analyses répertoriées d'expériences d'autres communautés révèlent que la nuisance sonore liée à l'augmentation du camionnage est l'une des nuisances qui perturbent le plus les milieux de vie. Sans conteste, l'intensification du camionnage à l'échelle d'une région s'observe lors du forage, de la fracturation, de la production et du transport. Cumulativement, les impacts sont alors considérés comme pouvant être élevés.
- Le Comité a constaté, tant au Québec que lors de missions à l'extérieur de la province, que l'utilisation qualifiée « d'industrielle » des routes d'une municipalité semblait pour certains être une source d'insatisfaction alors que pour d'autres, elle ne semblait pas poser de problème. Très souvent, une entente entre la municipalité et l'exploitant sur la remise en état des routes avait été conclue préalablement au début des travaux.
- L'examen de la littérature souligne qu'il existe des mesures d'atténuation pour mieux gérer cette nuisance. Un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire québécois appelle à l'application obligatoire par l'industrie des meilleures pratiques selon les différentes phases de développement d'un projet de gaz de schiste.
- Les opérations de construction des routes et des sites et la fracturation hydraulique sont aussi des sources importantes de bruit. Bien que de courte durée, ces opérations doivent faire l'objet d'une attention particulière afin d'éliminer ou atténuer les sources de bruit. Le choix d'un site approprié suffisamment éloigné des habitations et possédant des caractéristiques naturelles qui absorbent le bruit doit être considéré.
- À terme, la planification ressort comme une des meilleures solutions pour agir sur ces impacts. Pour ce faire, la collaboration entre les différents acteurs (municipalités, promoteurs gaziers et résidents) s'avère essentielle.

10.2.2 Impacts de l'augmentation des besoins en logement

En se basant sur l'expérience des États-Unis, plusieurs citoyens s'inquiètent d'une augmentation du coût des loyers et du coût de la vie en général advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire.

Lors de la rédaction de son plan de réalisation de l'ÉES, le Comité a souligné la nécessité de mieux comprendre les besoins en matière de logement dans un contexte de développement de l'industrie du gaz de schiste (étude S2-7). La recherche documentaire menée sur le sujet permet de constater qu'à l'instar de l'exploration d'autres ressources naturelles, le développement de l'industrie du gaz de schiste à l'échelle d'une région ne se réalisera pas sans effet sur la population des municipalités concernées. En fait, ces communautés connaissent très tôt une croissance économique et démographique autour d'une industrie unique, que l'on qualifie de *boomtown* (ville champignon).

Bien que les villes les plus populeuses et les plus denses semblent plus aptes à absorber la venue de nombreux travailleurs, la littérature semble faire consensus autour des effets négatifs qui tendent à supplanter les effets positifs (étude S2-7).

Le développement de l'industrie du gaz de schiste requiert une masse importante de travailleurs et bien souvent dans des zones rurales ou éloignées, où la main-d'œuvre spécialisée se fait plus rare. Ainsi, lors des premières années d'un développement, les nouvelles occasions d'emplois ne peuvent être entièrement comblées par la main-d'œuvre locale. Selon le New York State Department of Environmental Conservation (2011), on assiste alors à l'arrivée importante de travailleurs.

L'analyse de la littérature révèle que cette arrivée de travailleurs entraîne un nouveau besoin en logements et crée un effet de rareté. On observe alors une augmentation très importante des prix autant du logement locatif (temporaire ou non) que du logement privé. L'économie de certaines entreprises touristiques peut aussi se fragiliser. L'accueil temporaire de touristes (hôtels, motels, campings) peut devenir impossible.

S'exerce alors une influence sur le coût de la vie des communautés. Les personnes âgées, à faible revenu ou avec un revenu fixe sont particulièrement vulnérables aux fluctuations du marché liées à l'arrivée de l'industrie du gaz de schiste. Plusieurs auteurs signalent d'ailleurs que des propriétaires fonciers voient leur compte de taxes augmenter, principalement en raison de la hausse des valeurs foncières et des taux de taxation. Il n'est pas rare d'observer cette hausse à la suite de la bonification des services municipaux (étude S2-7).

Certaines personnes peinent à trouver un logement plus abordable dans la même ville. Dans un contexte de rareté, elles déménageront dans une autre ville ou décideront de demeurer dans la même ville en optant pour un logement moins coûteux et possiblement insalubre.

Les changements engendrés au sein d'une communauté peuvent donc concourir à l'effritement du tissu et des liens sociaux. Toutefois, selon le NYSDEC, à long terme, certains travailleurs de l'industrie s'installent de manière permanente et il arrive que le marché immobilier s'adapte à la demande, diminuant le prix des logements ainsi que l'effet de rareté (étude S2-7).

Constats

- Les impacts associés au besoin de logements sont complexes et variables dans le temps.
- La planification de mesures d'atténuation ressort comme une des meilleures solutions pour agir sur les impacts. Pour ce faire, la collaboration entre les différents acteurs (municipalités, promoteurs gaziers et résidentes, résidents) s'avère essentielle.

10.3 Les infrastructures de transport du gaz

Toute exploitation de ressources gazières implique la mise en place d'un réseau de captage et de distribution de la ressource afin de la rendre disponible aux consommateurs. Advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, il sera donc nécessaire de mettre en place une série de raccordements destinés à la collecte et au traitement du gaz dans les usines centrales et à son transport vers les réseaux de distribution existants.

De nombreux facteurs influencent le choix du tracé de ces infrastructures de traitement, de raccordement et de distribution ainsi que la largeur de leurs emprises. Il s'agit notamment de l'usage agricole, forestier ou urbain du

territoire et des caractéristiques techniques du réseau gazier existant. De plus, puisqu'il ne s'agit pas d'une activité agricole, la construction de ces réseaux en zone agricole requiert l'autorisation de la Commission de la protection du territoire agricole (CPTAQ). Enfin, les conduites du réseau de transport doivent être enfouies et elles doivent respecter les normes de construction de l'Association canadienne de normalisation.

10.3.1 La recherche du savoir

Le Comité de l'ÉES a jugé important de documenter les impacts sociaux que pourraient engendrer la construction et l'opération de nouvelles structures de collecte et de transport du gaz de schiste afin de dégager des mesures d'atténuation et des pistes d'action qui permettraient de mieux encadrer ces activités. Un mandat d'étude à cet effet a été confié au Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires (CRGRNT) de l'Université du Québec en Outaouais (étude S3-6).

Afin de cerner les préoccupations des populations qui vivent dans les régions ayant un fort potentiel de développement du gaz de schiste, le CRGRNT a consulté l'ensemble des rapports d'enquêtes et d'audiences publiques du BAPE concernant des projets d'oléoducs, de gazoducs ou d'exploration gazière de même que l'entente-cadre conclue entre l'Union des producteurs agricoles (UPA) et Ultramar pour le projet du pipeline Saint-Laurent. La consultation d'ouvrages sur l'évaluation des impacts sociaux est venue compléter l'analyse de ces études.

10.3.2 Les connaissances acquises

Les trois principales composantes des infrastructures qui relient les puits de gaz de schiste aux conduites déjà existantes, soit le réseau de collecte et les stations de compressions, l'unité de traitement ainsi que le réseau de transport, sont construites lorsque la phase d'exploration du gaz de schiste s'avère concluante et que l'entreprise amorce l'étape du projet pilote pour exploiter le gisement de gaz naturel.

L'étude rapporte que l'établissement de ces infrastructures pourrait engendrer des impacts sociaux négatifs, mais également des retombées positives pour les milieux locaux. La mise en place simultanée de plusieurs sites gaziers multiplierait les infrastructures de collecte et de transport, entraînant ainsi des impacts cumulatifs plus importants sur le territoire.

Les impacts négatifs potentiels sont de plusieurs ordres. À titre d'exemple, les populations locales vivent généralement des situations de stress et de conflits dues aux mauvaises communications et aux inégalités de moyens financiers et légaux entre elles et le promoteur. De plus, elles ont souvent l'impression que les indemnisations offertes par les gazières pour compenser la limitation de leurs droits de propriété et les inconvénients subis sont insuffisantes.

Par ailleurs, lors des travaux, les populations locales ont à subir les nuisances rattachées aux chantiers (notamment en ce qui concerne le bruit et la sécurité), ce qui affecte leur qualité de vie. En outre, l'arrivée massive de nouveaux travailleurs lors de ces travaux peut avoir des impacts sur l'étalement urbain, la disponibilité et le coût des loyers ou la disponibilité des services.

Enfin, un tracé insatisfaisant qui ne prend pas en compte les réalités du milieu et la planification du territoire peut notamment :

- Perturber les activités agricoles, diminuer les rendements agricoles et affecter le niveau des récoltes;

- Diminuer la valeur des propriétés et des terres;
- Morceler le territoire et fragmenter les forêts;
- Accélérer les pertes de milieux boisés;
- Affecter le drainage et la qualité des cours d'eau;
- Affecter les paysages.

La construction des gazoducs et leur entretien peuvent par ailleurs générer des impacts positifs sur les communautés essentiellement sur le plan économique :

- Hausse de l'achat local;
- Diversification et expansion de la base économique locale;
- Augmentation des activités commerciales;
- Hausse de l'emploi et des revenus (droits de passage, indemnités, etc.) pour les particuliers;
- Accès accru au gaz naturel pour les particuliers, les institutions, les industries et les commerces;
- Revenus fonciers additionnels pour les municipalités.

Encadré : Avantages d'un régime politique efficace en matière d'évaluation et de gestion des impacts sociaux (étude S3-6)

1. S'assurer que les exploitations contribuent à la croissance économique et au développement social à long terme.
2. Attirer des entreprises expérimentées et compétentes.
3. Réduire les risques du projet et fournir une plus grande certitude aux investisseurs, au gouvernement et à la société.
4. Augmenter les chances de succès à long terme et éviter les retards, les arrêts et même la fermeture des projets.
5. Cerner rapidement les problèmes, éviter et réduire les coûts par rapport à des solutions non planifiées et intégrer les coûts inévitables à la faisabilité, au développement et à la planification du projet.
6. Planifier les infrastructures sociales et physiques.
7. Informer et faire participer les parties prenantes internes et externes et contribuer à développer la confiance et à obtenir des résultats avantageux pour chaque partie.
8. Améliorer la qualité de vie des employés et mieux pouvoir attirer et retenir les ouvriers qualifiés.
9. Améliorer l'avantage concurrentiel et la réputation en mettant en œuvre des approches innovantes, en fixant des normes élevées pour les autres entreprises et en laissant un héritage solide qui perdurera au-delà de la vie du projet.
10. Se conformer aux normes et aux principes internationaux.

Pour bien intégrer les objectifs précédents, une planification et une évaluation dans une perspective régionale des tracés des gazoducs et de leurs installations pourraient être réalisées avant le début du processus d'exploration et d'exploitation. Cette démarche pourrait s'avérer complexe puisque plusieurs composantes des projets connues à ce moment sont tributaires du potentiel du gisement qui sera déterminé à la suite de l'exploration. Toutefois, une telle approche éviterait de déterminer les tracés de gazoducs a posteriori en fonction uniquement de l'emplacement des puits de production. Les activités liées au gaz de schiste se distinguent donc des activités minières à cet égard, ce qui nécessite d'adapter le processus d'évaluation des impacts sur le milieu humain et sur l'environnement à cette nouvelle industrie.

Encadré : L'évaluation environnementale régionale (étude S3-6)

Le cadre de réalisation d'une évaluation environnementale régionale (ÉER) proposé par le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) est constitué de neuf étapes.

1. Élaborer un cadre de référence : circonscrire la nature et la portée globales de l'ÉER.
2. Déterminer la portée des conditions de référence régionales : sélectionner les principaux enjeux préoccupants, y compris les composantes valorisées de l'écosystème (CVE) et leurs indicateurs clés.
3. Cerner les stresseurs et les tendances au niveau régional : déterminer les facteurs actuels et éventuels de changements humains, externes ou naturels dans la région et caractériser les réactions des CVE ou des indicateurs dans l'espace et dans le temps.
4. Déterminer les diverses options stratégiques pour la région : bâtir des scénarios basés sur différentes options stratégiques, incluant le scénario de référence futur ou l'option du statu quo.
5. Évaluer les effets cumulatifs de chaque option : recenser les effets potentiels sur les CVE, les menaces qui pèsent sur ces composantes ou les changements suivis, pour chaque scénario envisagé.
6. Concevoir une option stratégique privilégiée : choisir une option privilégiée en comparant les effets cumulatifs et les résultats des scénarios et en tenant compte de leurs conséquences pour la durabilité des CVE, des changements dans la répartition des effets sociaux, économiques et culturels et sur leurs concordance et compatibilité avec les orientations de durabilité plus globales, y compris les préférences et les priorités de la population.
7. Déterminer les besoins d'atténuation et les mesures de gestion : le choix d'une option privilégiée doit tenir compte des besoins d'atténuation et des effets résiduels de chaque scénario et des ressources nécessaires à la mise en œuvre des mesures de gestion visant à préserver l'environnement.
8. Élaborer un programme de suivi et de surveillance : les activités de suivi doivent inclure la surveillance des effets post-décisionnels sur les CVE et leurs indicateurs, l'évaluation de l'efficacité des mesures d'atténuation et de gestion et la communication au public des résultats de la surveillance.
9. Mettre en œuvre la stratégie, en surveiller l'application et l'évaluer : définir les rôles et ressources nécessaires à la mise en œuvre du programme de suivi et entreprendre un processus officiel d'examen public de la stratégie proposée. Des changements peuvent être apportés aux mesures d'atténuation et de gestion suite à cette évaluation.

Constats

- La planification du tracé des gazoducs doit s'effectuer en consultation avec les collectivités locales, notamment les municipalités, les MRC ainsi que d'autres acteurs locaux et régionaux, dont Gaz Métro.

  > Planning for any new gas transport infrastructure required to exploit shale gas should take into account the opportunity to minimise disruption and costs by sharing pipelines between different companies operating near to each other. We recommend that the Government consider amending the Town and County Planning (Environmental Impact Assessment) (England and Wales) Regulations 1999 to require Environmental Impact Assessments for smaller gas pipeline projects, with the aim of avoiding unnecessary duplication of infrastructure.
  >
  > Shale gas: Government Response to the Committee's Fifth Report of Session, 2010-12, House of Commons, Energy and Climate Change Committee.[7]

- Les tracés des gazoducs doivent viser à minimiser les impacts sur le milieu humain et sur l'environnement, prendre en compte les impacts cumulatifs[8] et mieux tirer profit des occasions offertes. Dans ce contexte, le MDDEFP devrait envisager la possibilité d'assujettir les réseaux de distribution à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement.
- Les corridors susceptibles d'accueillir les gazoducs doivent être déterminés à partir d'une série de critères, dont la proximité des conduites existantes, les usages du sol actuels et prévus (p. ex., l'utilisation des emprises publiques existantes) et les orientations d'aménagement et de développement du territoire.
- Une évaluation dans une perspective régionale des tracés des gazoducs et de leurs installations pourrait être réalisée avant le début du processus d'exploration et d'exploitation.
- La mise en place de mesures de suivi, de comités de suivi ou d'un observatoire, composés de divers acteurs du milieu, constituent des atouts pour l'observation, l'évaluation, le suivi des changements, le transfert de connaissances et l'aide à la décision.

[7] www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/1449/1449.pdf

[8] Les impacts cumulatifs réfèrent à l'évaluation de l'ensemble des infrastructures et des impacts liés aux infrastructures et activités de développement du gaz de schiste, au nombre de projets de gaz de schiste et de gazoducs sur le territoire, au rythme de développement ainsi qu'à la présence d'impacts sur le territoire émanant d'autres sources que le gaz de schiste.

11. La gouvernance territoriale

L'organisation territoriale québécoise implique une multitude d'acteurs et d'outils, notamment en matière de planification et de réglementation, qui interagissent et balisent l'aménagement et le développement d'un territoire. Le rapport du BAPE fait ressortir qu'en l'absence de pouvoirs et d'orientations gouvernementales claires, le rôle de l'instance municipale en matière d'encadrement et de développement de l'industrie du gaz de schiste demeure à préciser, de même que celui d'autres instances telles que les commissions régionales sur les ressources naturelles et le territoire (CRRNT).

La gouvernance territoriale a grandement été valorisée au Québec ces dernières années et a donc fait l'objet de plusieurs initiatives. Les municipalités et les institutions régionales ont acquis de nouvelles responsabilités relatives, notamment, à la planification de l'aménagement et du développement de leur territoire, l'environnement, la gestion des matières recyclables et les cours d'eau, les confirmant ainsi dans leur rôle de collectivités territoriales des plus importantes de par leur proximité avec les citoyens. Voici quelques-unes des responsabilités de chaque entité :

- Municipalités locales : plan d'urbanisme, plan d'aménagement d'ensemble, plan particulier d'urbanisme, plan d'implantation et d'intégration architecturale, plan triennal d'immobilisation, plan de sécurité civile, plan stratégique, plan stratégique de développement durable, plans relatifs à la famille, aux aînés et aux jeunes, plan de la culture, plan pour les saines habitudes de vie, plan de développement social, plan de développement économique, plan de développement touristique, plan d'accueil pour l'immigration, etc.
- Municipalités régionales de comté : schéma d'aménagement et de développement, plan d'action locale pour l'économie et l'emploi, plan de développement pour la zone agricole, plan de gestion des matières recyclables, schéma de couverture de risques en sécurité incendie, plan stratégique, plan stratégique de développement durable, plan sur les changements climatiques et gaz à effet de serre, etc.
- Conférences régionales des élus : plans quinquennaux de développement régional, plan directeur de l'eau, plan de transport adapté et collectif, etc.
- Commissions régionales sur les ressources naturelles et le territoire : plans régionaux de développement intégré des ressources naturelles et du territoire.
- Conseils régionaux de l'environnement : moyens d'action concertés et stratégies en vue de solutionner les problèmes environnementaux de leur territoire.
- Organismes de bassins versants : plan directeur de l'eau pour les bassins versants de leur zone hydrographique en informant et en faisant participer la population.

Nonobstant les compétences et les pouvoirs dévolus aux municipalités et aux régions, la législation et la réglementation passées donnaient préséance aux activités minières (substances minérales et hydrocarbures) dans les choix d'aménagement du territoire (article 246 de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme). Par conséquent, l'exploitation des ressources naturelles pouvait entrer en conflit avec d'autres objectifs prioritaires d'aménagement et de développement des territoires municipaux ou régionaux convoités par l'industrie du gaz de schiste.

Par exemple, une industrie gazière pourrait provoquer des impacts négatifs locaux et régionaux sur :

- La santé des résidents des zones densément peuplées;
- La qualité et de la quantité de l'eau souterraine et de surface;

- Les régions récréotouristiques, de villégiature ou patrimoniales;
- Les zones agricoles et forestières;
- Les zones de conservation ne bénéficiant pas d'un statut légal (tels les territoires reconnus comme réserves mondiales de la biosphère par l'UNESCO, comme le Lac-Saint-Pierre).

Le BAPE conclut de ces conflits d'usage potentiels qu'il y aurait lieu de tenir compte de l'utilisation actuelle du territoire, des statuts accordés à certaines composantes du territoire et des contraintes d'aménagement pour définir des zones propices au développement de l'industrie du gaz de schiste (BAPE, 2011).

Le BAPE suggère aussi que les schémas d'aménagement et de développement et les plans de zonage municipaux relatifs à l'industrie gazière soient cohérents avec les orientations gouvernementales et cite en exemple l'expérience de l'éolien.

Relativement aux gazoducs, le rôle des municipalités québécoises se concentre surtout sur la gestion des usages du territoire exercés à proximité des infrastructures gazières.

Les études réalisées et consultées, les missions et les rencontres effectuées

Gouvernance territoriale et gaz de schiste (étude S1-1)

Cette analyse brosse un tableau du régime québécois de gouvernance minier et répertorie les régimes miniers et des hydrocarbures en place dans d'autres États ainsi que les principaux acteurs dans ce domaine.

La participation de l'instance municipale à la gouvernance de l'industrie (étude S1-2)

Cette analyse de la gouvernance territoriale municipale tient compte du point de vue des acteurs concernés et permet de dégager des pistes d'action en vue de l'établissement d'orientations gouvernementales. Elle vise à préciser l'encadrement des pouvoirs nécessaires aux municipalités et aux MRC pour assurer l'arrimage entre le développement de l'industrie du gaz de schiste et les outils de planification relatifs à l'échelle locale et régionale.

Élaboration de trois scénarios de gouvernance territoriale de l'industrie du gaz de schiste (étude S1-4)

L'étude propose trois scénarios de gouvernance territoriale possibles pour l'encadrement de l'industrie gazière au Québec selon les degrés de préséance accordée au développement gazier, en précisant, pour chacun, le cadre juridique, les mécanismes d'élaboration, le mode de fonctionnement, le rôle des municipalités et des autres institutions concernées et la répartition des responsabilités entre les niveaux décisionnels (local, régional, national), l'acceptabilité sociale, la transition en regard du régime actuel, la faisabilité, les freins, les écueils et les problèmes possibles ainsi que les bénéfices. Les trois scénarios de gouvernance territoriale à l'étude sont définis de la façon suivante :

- Le scénario du statu quo, où l'industrie gazière a préséance partout sur le territoire, sous réserve de quelques exceptions;
- Le scénario d'un plan de zonage établi à l'échelle de la province qui circonscrit les territoires où serait conservée cette préséance et les territoires où il n'y aurait pas de préséance (limitation ou interdiction);
- Le scénario sans aucune préséance, où l'industrie devrait s'inscrire dans les plans de développement et la réglementation locale et régionale.

Rencontres sur la gouvernance territoriale

Le Comité a rencontré les représentants des deux associations municipales, soit la Fédération québécoise des municipalités (FQM) et l'Union des municipalités du Québec (UMQ), ainsi que des représentants de l'Union des producteurs agricoles. Le Comité a aussi rencontré les responsables des institutions qui encadrent le gaz de schiste en Alberta, en Colombie-Britannique. Des rencontres se sont aussi tenues avec les représentants des différents paliers de gouvernement et des citoyens en Pennsylvanie et dans l'État de New York, où il a été question du rôle que jouent les municipalités et les gouvernements régionaux relativement à l'industrie du gaz de schiste et de l'équilibre recherché entre pouvoirs centralisés et pouvoirs locaux et régionaux.

Enfin, le Comité a aussi discuté de gouvernance et d'occupation territoriale avec des maires, des conseillers municipaux et des citoyens lors de rencontres dans des municipalités situées dans les basses-terres du Saint-Laurent[1].

11.1 Les connaissances nouvelles et pertinentes

Québec

Dans les basses-terres du Saint-Laurent, les puits seraient majoritairement situés sur des terres agricoles. Ainsi, selon la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles, les usages agricoles du sol doivent être préservés après la fermeture des puits. Les informations recueillies dans les études et lors des visites semblent démontrer qu'il sera possible de préserver ces activités et usages potentiels. Toutefois, le cadre réglementaire québécois actuel n'est pas très explicite à l'égard de la fin de vie des puits.

Il ressort des trois études citées précédemment plusieurs pistes de réflexion sur le pouvoir d'intervention et de contrôle des instances municipales québécoises relativement aux activités de l'industrie du gaz de schiste.

L'étude S1-4 définit les scénarios de gouvernance possibles pour encadrer l'industrie du gaz de schiste au Québec.

Le scénario 1 est basé sur le statu quo. L'industrie gazière a préséance partout sur le territoire, sous réserve de quelques exceptions. La gouvernance est centralisée et demeure la responsabilité du gouvernement québécois (MRN et MDDEFP) et il y a préséance de la Loi sur les mines sur la Loi sur l'aménagement du territoire et l'urbanisme. Les consultations publiques sont menées par le promoteur. Il n'existe aucun mécanisme de gouvernance locale ou régionale du territoire.

Le scénario 2 aborde l'établissement d'un plan de zonage à l'échelle du Québec. Les territoires où serait conservée la préséance à l'industrie gazière sont bien circonscrits. À l'extérieur de cette zone, il y aurait soit une non-préséance soit une limitation, voire une interdiction. L'établissement du plan de zonage impliquerait une consultation des municipalités et des MRC. La gouvernance y est centralisée : MRN, MDDEFP et entreprise privée. Le milieu municipal est consulté sur le plan de zonage. La préséance de la Loi sur les mines sur la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme est maintenue. Une consultation publique est menée par la MRC. Un comité de liaison sur les activités liées au gaz de schiste est mis sur pied à cette échelle. Un comité de liaison et de suivi

[1] Les municipalités visitées : Fortierville, La Présentation, La Visitation-de-Yamaska, Saint-Antoine-sur-Richelieu, Saint-Denis-sur-Richelieu, Saint-François-du-Lac et Saint-Hyacinthe.

peut-être établi et la CRRNT peut être mise à profit. Le gouvernement pourrait exiger que le BAPE tienne une consultation publique.

Le scénario 3 préconise la cohérence avec les plans de développement et la réglementation locale et régionale. La gouvernance territoriale est décentralisée. Les outils de planification, de participation et de réglementation municipaux et de la MRC encadrent l'industrie gazière. Les instances municipales établissent un plan de zonage et l'industrie doit s'y conformer. La CRRNT est mise à profit. L'article 246 de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme (LAU) est modifié ainsi que la Loi sur les mines pour donner préséance à la LAU. Une évaluation et un examen des impacts peuvent être requis ainsi qu'une consultation publique menée par le BAPE. S'il y a requête d'audience publique, le projet est soumis à une procédure d'évaluation environnementale (l'article 31.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement) avec possibilité d'une consultation publique. Par la suite, un comité de suivi des activités liées au gaz de schiste à l'échelle de la MRC est créé et des représentants de ce comité sont nommés à la CRRNT.

Par ailleurs, les auteurs de l'étude ont élaboré un quatrième scénario qui est venu s'ajouter aux trois scénarios définis dans le cadre du devis d'étude préparé par le Comité. Ce quatrième scénario, à mi-chemin entre les scénarios 2 et 3, propose un certain équilibre entre centralisation et décentralisation en vue de l'obtention d'une plus grande acceptabilité sociale et prend en considération le manque de ressources financières et d'expertise des instances locales et régionales. Les pouvoirs et les rôles du gouvernement et du milieu municipal sont valorisés. La société civile et l'industrie gazière sont présentes aux différentes étapes de la mise en place de cette industrie.

Pour guider la mise en place d'un scénario de gouvernance territorial adapté au contexte de l'industrie du gaz de schiste, les auteurs de l'étude S1-4 ont élaboré la stratégie suivante :

Tableau 11.1 : Rôle des acteurs publics en fonction des phases de développement d'un projet

Phases	Acteur principal
Phase 1 – Avant qu'une entreprise manifeste son intention d'explorer les gisements	
Instituer un processus de réflexion et de débat public sur la pertinence de développer cette nouvelle industrie et sur ses conditions de développement.	État québécois
Rendre disponible l'ensemble de l'information entourant la filière du gaz de schiste.	État québécois
Adopter une Loi sur les hydrocarbures qui remplace le principe de *free mining* qui prévaut actuellement dans l'encadrement du gaz de schiste par les principes adoptés dans la Loi sur le développement durable.	État québécois
Réformer la Loi sur les mines à l'aide d'une réglementation stricte qui s'appuie sur une base scientifique et les meilleures pratiques.	État québécois
Réviser la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme de sorte que l'article 246 qui confère la préséance de la Loi sur les mines soit remplacé par un article qui encadre le rôle des instances municipales dans la gouvernance de l'industrie du gaz de schiste, en fonction des outils et règlements dont elles disposent.	État québécois
Adopter des réglementations intermunicipales par « bassins miniers » avec consultation régionale.	MRC
Établir un plan de zonage compatible avec l'industrie du gaz de schiste en s'appuyant sur la réglementation prévue par la Loi et la réglementation intermunicipale.	MRC
Modifier le règlement de zonage avec consultation publique.	MRC
Phase 2 – Après qu'une entreprise a manifesté son intention d'explorer les gisements	
Soumettre les projets d'exploration du gaz de schiste à une procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement. Possibilité d'audiences publiques par le BAPE.	État québécois
Phase 3 – Exploration/fracturation et Phase 4 – Exploitation, distribution et fermeture du site	
Assurer le contrôle de l'application des lois et des règlements par une surveillance étroite de l'utilisation de la ressource en veillant à la protection de l'environnement et de la qualité de vie.	État québécois
Organiser la coordination entre les différents organismes gouvernementaux impliqués dans la gouvernance de l'industrie du gaz de schiste.	État québécois
Mettre en place un comité de suivi pour assurer une communication entre les différents acteurs.	Acteurs variés
Assurer une redistribution des redevances à l'échelle locale à titre de mesures de compensation pour les nuisances engendrées par l'industrie.	État québécois

Source : Étude S1-4, pages 75-76

Bien que la LAU ne permettait pas d'encadrer les activités minières, la Loi sur les compétences municipales conférait aux municipalités des pouvoirs qui s'appliquent aux activités gazières en matière d'environnement, de contrôle du trafic routier, de santé publique et de contrôle des nuisances, notamment en ce qui a trait aux eaux potables. Il en va de même de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection qui stipule qu'il faut protéger les ressources en eau et réparer les dommages, le cas échéant.

Dans le cadre de la révision de la Loi sur les mines qui a eu lieu à l'Assemblée nationale, les deux associations municipales, la FQM et l'UMQ, ont recommandé aux législateurs d'abroger l'article 246 de la LAU qui accorde une préséance à la Loi sur les mines sur les pouvoirs consentis aux municipalités[2].

Dans ce contexte, plusieurs municipalités québécoises ont tenu à manifester leur opposition à la présence de l'industrie du gaz de schiste sur leur territoire en adoptant, entre autres, des résolutions sur le transport des matières dangereuses ou sur la protection de l'eau afin d'exercer un plus grand contrôle sur les activités de l'industrie gazière. À cet effet, une panoplie d'outils politiques et juridiques tels que la Politique nationale de la

[2] La Loi modifiant la Loi sur les mines (projet de loi 70) a été adoptée le 10 décembre 2013.

ruralité, la Loi sur le développement durable, la Stratégie pour assurer l'occupation et la vitalité des territoires, la Politique nationale de l'eau et la Stratégie de protection des sources d'eau potable reconnaissent l'importance d'aborder l'aménagement du territoire dans une perspective intégrée.

Plusieurs autres États en Amérique du Nord ont légiféré et créé des espaces juridiques relatifs à l'exploration et l'exploitation gazière.

Alberta

L'Alberta accorde la préséance aux activités minières sur le pouvoir d'aménagement des municipalités tout en leur laissant des avenues possibles pour contrôler les nuisances, la protection de l'environnement et le trafic routier. L'Alberta Land Stewardship Act régit tous les usages du territoire sur une base régionale et toutes les municipalités doivent s'y conformer.

En général, le propriétaire possède la surface et tout l'espace au-dessus, mais il ne peut prohiber l'accès à l'entreprise qui dispose des droits d'exploration et d'exploitation des ressources minérales. Il peut réclamer des compensations pour les dommages causés par l'entrée sur sa propriété ou recourir à l'arbitrage par l'entremise du Surface Rights Board.

En cas de désaccord entre le plan et tout règlement municipal, le plan aura préséance. L'Energy Resource Conservation Board (ERCB) est l'instance chargée de l'approbation des projets d'exploitation des hydrocarbures. De plus, en cas de conflit entre une municipalité et une compagnie gazière, un mécanisme d'arbitrage est mis en place et l'ERCB peut agir en faveur de l'un ou l'autre ou édicter des conditions de réalisation du projet.

L'Alberta accorde la préséance aux activités minières sur le pouvoir d'aménagement des municipalités tout en leur accordant les compétences pour réglementer dans les domaines de l'environnement, de la salubrité, des nuisances, du développement économique local, de la sécurité et du transport.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, l'Oil and Gas Commission s'assure que les activités de l'industrie du gaz de schiste se réalisent en harmonie avec les plans de développement régionaux et les *lands use plans* (schémas d'aménagement et de développement). En cas de mésentente, les parties peuvent s'adresser au Chief Gold Commissioner et éventuellement au Surface Rights Board pour régler le conflit.

Nouveau-Brunswick

Au Nouveau-Brunswick, l'exploitation gazière sur le territoire d'une municipalité est soumise à l'autorisation de celle-ci. Dans le cas où une municipalité refuserait de donner son accord, cela aurait pour effet de limiter le forage à l'extérieur du périmètre d'urbanisation. La municipalité n'a pas le pouvoir de réglementer l'industrie gazière, mais peut s'entendre avec elle pour établir des conditions d'exploitation sur son territoire. Le détenteur d'un permis d'exploration et d'exploitation doit obtenir l'autorisation de propriétaire foncier avant d'effectuer toute opération. Les deux parties doivent s'entendre sur une forme de compensation. S'il n'y a pas d'entente, le gouvernement peut intervenir ainsi que les tribunaux.

Pennsylvanie

En Pennsylvanie, les ressources minérales n'appartiennent pas *de facto* à l'État, mais au propriétaire foncier. Les municipalités peuvent décider de l'emplacement des puits sur leur territoire, mais ne peuvent prohiber l'exploitation gazière. Le changement d'affectation des terres peut contribuer notamment à l'érosion des sols et une étude récente indique que le nombre de puits dans les bassins versants en Pennsylvanie montre une corrélation avec la turbidité de l'eau (Olmstead et coll., 2013). Afin de prévenir ce phénomène, les municipalités peuvent adopter des règlements encadrant les travaux de construction, la rétention des eaux de surface, la présence de zones tampons, etc. Cependant, les compagnies gazières sont libres de négocier avec les propriétaires fonciers afin d'obtenir le droit d'utiliser une partie de leur terrain, sans aucunes contraintes des gouvernements locaux.

Texas

Au Texas, la nature du droit est sensiblement la même que celle de la Pennsylvanie. Le propriétaire des droits minéraux doit dans la mesure du possible préserver la jouissance des lieux du propriétaire terrien. Le *Home Rule* permet à une municipalité de plus de 5 000 habitants d'adopter une charte qui lui confère le pouvoir de réglementer tout domaine qui n'est pas déjà régi par le gouvernement de l'État.

Constats

- Gouvernance territoriale, législation et subsidiarité

  La mise en place possible au Québec d'une industrie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste soulève de nombreuses questions relatives à l'impact sur la gouvernance territoriale municipale et régionale. Cette industrie pourrait occasionner des impacts nombreux et majeurs en matière de gouvernance, tels que le renforcement de la vocation industrielle des municipalités, la modification de la valeur des propriétés, la détérioration des infrastructures existantes, le changement du type de culture, d'élevage, de production (érablières, vergers, vignobles et autres), etc.

  Les lois du Québec qui encadrent l'exploitation gazière n'intègrent pas le principe de subsidiarité de la Loi sur le développement durable qui mentionne que les pouvoirs et les responsabilités relatifs à la gouvernance doivent être délégués à l'échelon approprié d'autorité le plus proche possible des citoyens et des communautés concernés.

- Coordination de la gouvernance territoriale

  Le milieu local et régional a développé une expertise importante dans la gouvernance des territoires. Le système de gouvernance territorial est fort complexe avec plusieurs paliers, de nombreux acteurs locaux et régionaux qui sont souvent les mêmes ainsi que des processus et des outils variés. Une municipalité ne peut prohiber sur son territoire un usage licite à moins que le schéma d'aménagement de la MRC n'indique clairement cette volonté.

  De nombreux outils de planification, de développement et d'aménagement du territoire sont en place ainsi que des mécanismes de participation aux échelles locales et régionales adaptés aux réalités locales. Toutefois, il y a très peu de concertation et d'arrimage entre les orientations gouvernementales et les échelons décisionnels locaux et régionaux sur l'exploration et l'exploitation gazière, notamment lorsque les permis de recherche et les baux d'exploitation sont délivrés. La CPTAQ, la Régie de l'énergie et la

Régie du bâtiment jouent un rôle important dans le développement des territoires.

- Gouvernance territoriale dans d'autres États

  La plupart des États d'Amérique du Nord qui encadrent l'exploration et l'exploitation gazière gardent le contrôle des aspects législatifs.

  Les municipalités ne réglementent pas dans ce domaine, sauf au Nouveau-Brunswick où il ne peut y avoir d'exploration géophysique ou de production à l'intérieur des limites d'urbanisation d'une municipalité à moins que celle-ci n'exprime son accord par écrit.

- Gouvernance territoriale et planification locale et régionale

  Le modèle de gouvernance du gaz de schiste qui prévaut actuellement marginalise les municipalités, les MRC et d'autres acteurs régionaux dans l'encadrement des activités reliées au gaz de schiste. Or, toutes les activités relatives au gaz de schiste se produisent presque exclusivement sur les territoires municipaux et régionaux.

  Plusieurs lois et politiques confèrent aux municipalités du Québec des pouvoirs qui s'appliquent aux activités gazières relativement à l'environnement, au contrôle du trafic routier, à la santé publique et au contrôle des nuisances, et plus particulièrement en ce qui a trait à l'eau potable.

  Plusieurs municipalités québécoises ont déjà adopté des règlements, entre autres sur le transport des matières dangereuses sur leur territoire et la protection de l'eau potable. Relativement aux infrastructures de transport et de distribution de gaz tels les gazoducs, les municipalités et les MRC peuvent adopter des règlements de zonage et des orientations spécifiques. Les impacts sur l'aménagement et le développement du territoire dépendront de l'étendue de l'exploitation et de la vitesse de croissance de l'industrie gazière.

- Scénarios de gouvernance territoriale

  Les municipalités et les MRC auront besoin de ressources additionnelles (en sus des revenus actuels) pour mener à bien une gouvernance territoriale mieux adaptée à la nouvelle réalité.

  L'État, les municipalités et les MRC auront aussi besoin d'un nouveau cadre juridique et réglementaire pour mener à bien leurs responsabilités à l'échelon approprié d'autorité le plus proche possible des citoyens et des communautés concernés.

  L'encadrement de l'industrie par les instances municipales devrait être renforcé.

  Les mécanismes de participation aux différentes phases, en amont et pendant le projet, viennent donner une légitimité à celui-ci et assurer une certaine équité dans les décisions.

11.2 La protection du territoire et des activités agricoles

La protection du territoire, notamment en matière agricole, constitue pour plusieurs acteurs québécois une préoccupation importante. En effet, la presque totalité du territoire concerné par le gaz de schiste (80 %) est en zone agricole, qui ne représente pourtant que 2 % du territoire québécois. D'ailleurs, dès 2011, le BAPE soulevait les préoccupations des citoyens concernant les autorisations octroyées par la CPTAQ à l'industrie du gaz de schiste pour procéder à des travaux d'exploration.

Cette préoccupation de la protection du territoire a aussi été abondamment soulevée par plusieurs acteurs rencontrés par le Comité au cours de ses travaux, en premier lieu par les municipalités[3]. Ces dernières ont souligné l'importance d'une concertation entre les différentes instances concernées par le développement de l'industrie gazière afin d'assurer une cohérence dans les décisions concernant le développement du territoire, notamment en ce qui a trait aux autorisations accordées par la CPTAQ.

Par ailleurs, l'intérêt collectif à prioriser la protection du territoire, l'application et le renforcement de la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (LPTAA) ainsi que l'évaluation du mandat de la CPTAQ ont également été au cœur des sujets abordés. Dès lors, une meilleure connaissance du rôle actuel et du rôle potentiel de la CPTAQ est apparue comme un besoin incontournable et le Comité a donc fait réaliser deux études sur le sujet, l'une portant sur une étude de cas de la CPTAQ (étude S2-2, historique, fonctionnement) et l'autre sur rôle potentiel de la CPTAQ à l'égard de l'industrie du gaz de schiste comme mode de règlement des conflits d'usage (étude S2-3).

11.2.1 La Commission de protection du territoire agricole du Québec

L'indépendance de l'institution

L'application de la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles et de la Loi sur l'acquisition de terres agricoles par des non-résidents est assurée par la CPTAQ, entité créée en 1978. La CPTAQ exerce son rôle par les fonctions de décision, de surveillance de l'application des lois, de conseil et de négociation (article de la LPTAA).

La zone agricole protégée, régie par la CPTAQ, couvre 17 régions administratives du Québec et 955 municipalités[4]. Dans la partie des basses-terres du Saint-Laurent plus particulièrement visée par l'industrie du gaz de schiste (régions administratives de la Montérégie, de la Chaudière-Appalaches et du Centre-du-Québec), il y a pas moins de 393 municipalités et 4 territoires hors MRC où les usages agricoles dominent. D'ailleurs, trois quarts de la zone agricole permanente du Québec se situe dans ces trois régions administratives (étude S2-4).

L'étude de différents États réalisée par le Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la gouvernance environnementale (SAGE) permet de constater qu'on ne retrouve pas vraiment d'équivalent dans d'autres provinces ou États en matière de protection du territoire agricole. Le modèle se rapprochant le plus du modèle québécois semble être celui de la Colombie-Britannique avec l'Agricultural Land Commission (ALC) qui a autorité sur l'Agriculture Land Reserve (ALR)[5]. L'ALC constitue une agence provinciale indépendante qui, comme la CPTAQ au Québec, a autorité sur les demandes d'exclusion, de subdivision et d'usages non agricoles, dans le cas de l'ALR.

Ailleurs, une majorité des États européens et américains décident plutôt de confier la protection du territoire à une institution qui n'est pas indépendante.

[3] Municipalités visitées : Fortierville, La Présentation, La Visitation-de-Yamaska, Saint-Antoine-sur-Richelieu, Saint-Denis-sur-Richelieu, Saint-François-du-Lac et Saint-Hyacinthe.
[4] Information tirée du site de la CPTAQ au www.cptaq.gouv.qc.ca/index.php?id=28&MP=74-147.
[5] L'ALR consiste en une zone provinciale où l'agriculture est reconnue comme étant l'usage prioritaire (étude S2-3).

Le traitement des dossiers gaziers

Le recensement mené par le groupe de recherche SAGE concernant les travaux de la CPTAQ et les décisions prises de janvier 2002 à juin 2013, notamment autour du forage de puits et de l'installation de gazoducs, permet d'observer que la CPTAQ fait rarement une distinction dans ses décisions entre le gaz de schiste (shale) et le gaz naturel conventionnel. Seulement sept décisions réfèrent directement aux termes « gaz de schiste » ou « shale », plus particulièrement entre 2010 et 2012 (étude S2-3).

Entre 2002 et 2013, neuf compagnies ont déposé un total de 58 demandes de forage de puits ou de maintien de puits auprès de la CPTAQ, qui en a autorisées 57. Quant aux 12 demandes visant l'installation de gazoducs et de conduites de raccordement, une majorité a fait l'objet d'une acceptation dans leur intégralité de la part de la CPTAQ.

La période 2008-2009 marque le début d'un mouvement plus important de l'industrie du gaz de schiste au Québec à partir duquel la CPTAQ semble procéder à certaines adaptations dans ses pratiques lors de l'examen des demandes et de la délivrance d'autorisations. Ainsi, dès 2009, la CPTAQ exige un rapport d'expertise agronomique avec le dépôt des demandes d'autorisation et, dès 2011, les conditions imposées dans le cadre des autorisations conditionnelles touchant l'installation de gazoducs et de conduites de raccordement deviennent plus précises et contraignantes.

Bien que les pratiques de la CPTAQ en matière de délivrance d'autorisations dans les dossiers relatifs au gaz de schiste semblent s'adapter aux nouvelles réalités, le groupe de recherche SAGE souligne qu'il conviendrait d'apporter d'autres modifications dans les pratiques et mécanismes de la CPTAQ, notamment en matière de suivi des décisions et d'inspection.

Le suivi qu'exerce présentement la CPTAQ sur ses décisions consiste essentiellement en l'analyse de rapports d'étape produits par l'industrie. D'ailleurs, selon ce que rapporte le groupe de recherche SAGE, l'UPA considère que le nombre d'inspections sur le terrain effectuées par le personnel de la CPTAQ est nettement insuffisant. Une meilleure coordination des inspections entre la CPTAQ, le MRN et le MDDEFP pourrait contribuer à améliorer l'efficacité des suivis (étude S2-3).

La lecture des décisions de la CPTAQ révèle par ailleurs que les rapports d'expertise fournis par l'industrie du gaz de schiste constituent la principale source de renseignements. Il n'y a pas de contre-expertise provenant par exemple des MRC, des municipalités locales ou de l'Union des producteurs agricoles (UPA).

Enfin, bien que les rapports d'expertise fournis par l'industrie gazière et produits par des firmes externes représentent une base de travail fort importante dans le processus de prise de décision de la CPTAQ, les mécanismes de vérification et certification de ces firmes semblent inexistants.

Le défi du renouvellement des compétences

Actuellement, très peu de commissaires à l'emploi de la CPTAQ semblent disposer d'une expérience et d'une formation professionnelle adaptées aux mandats liés au gaz de schiste (étude S2-3). Il y a donc un besoin de nouvelles compétences. La mise en place d'un processus de sélection qui tiendrait compte des compétences acquises dans le domaine spécifique du gaz de schiste permettrait éventuellement à la CPTAQ de s'adjoindre une expertise spécialisée essentielle dans le traitement de dossiers liés à cette industrie.

11.2.2 Un besoin d'harmonisation et de cohérence

L'étude du cadre juridique précise les pouvoirs mais aussi les limites en lien avec le mandat de protection du territoire et des activités agricoles à l'égard de l'industrie du gaz de schiste. Plus spécifiquement, elle cerne des contraintes de trois natures : celles liées à la LPTAA, celles découlant d'autres lois et celles imposées par le propriétaire des droits de surface.

Contraintes associées à la LPTAA

Le groupe SAGE a recensé pas moins de huit dispositions de la LPTAA qui viennent limiter les pouvoirs de la CPTAQ ou subordonner son processus décisionnel aux pouvoirs d'autres intervenants.

À titre d'exemple, la notion de « personne intéressée[6] » semble poser problème, car elle est trop vague et imprécise sur la nature des intérêts que doit démontrer une personne pour être considérée comme personne intéressée aux fins de la Loi. Ce manque de précision nuit à la participation du public et à la transparence du processus décisionnel.

Les critères décisionnels qui limitent et encadrent le pouvoir d'autorisation de la CPTAQ posent aussi problème. Comme le souligne le groupe de recherche SAGE (étude S2-2b), l'appréciation d'une demande d'autorisation par la CPTAQ réfère en effet aux critères prévus par la LPTAA, mais n'indique pas de manière précise et détaillée les motifs de sa décision au regard de ces critères, ni la manière exacte dont la Commission a pondéré ces critères. En ce qui concerne les décisions de refus, ces dernières semblent davantage motivées au regard de critères décisionnels que peuvent l'être les décisions d'autorisation.

Enfin, il semble que l'application de l'article 61.1 prévoyant le rejet d'une demande lorsqu'il y a des espaces appropriés hors de la zone agricole soit exceptionnelle. Une décision rendue en mai 2012 par la CPTAQ[7] précise que dans le cadre de l'exploitation des ressources naturelles (p. ex., les mines, les hydrocarbures, les sablières), la Commission tient généralement pour acquis que la ressource peut être exploitée seulement là où elle se trouve (étude S2-2b).

Contraintes découlant d'autres lois que la LPTAA

Le groupe SAGE a recensé une demi-douzaine de lois autres que la LPTAA qui imposent des contraintes à la CPTAQ, notamment la Loi sur le développement durable (LDD), la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection, la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune et la LAU.

Par exemple, la LPTAA étant antérieure à la LDD ou encore à la Loi sur l'eau, les principes émanant de ces deux lois ne sont pas expressément intégrés dans les critères de décision de la LPTAA et devraient s'y ajouter. Dans le cas de la LDD, l'intégration des principes de développement durable se limite aux fonctions dites « non juridictionnelles de l'organisme » et considère seulement l'application des principes de développement durable à l'agriculture et aux activités agricoles (étude S2-3).

---

[6] Selon la CPTAQ, « les personnes intéressées » sont identifiées par le demandeur d'une autorisation ou prennent connaissance de la demande dans leur municipalité lorsque celle-ci fait l'objet de discussions au conseil municipal avant la détermination de l'orientation préliminaire par la CPTAQ.

[7] Gastem (1er mai 2012), décision n° 400204 (CPTAQ), paragraphe 21.

Abondamment évoqué lors de diverses consultations, un besoin d'harmonisation entre les dispositions de la LPTAA et de la LAU est sans équivoque. En effet, l'article 246[8] de la LAU rend inapplicable l'article 58.5[9] de la LPTAA, faisant en sorte que les demandes d'autorisation de l'industrie gazière sont toujours recevables, et ce, indépendamment de la réglementation municipale. Autant l'UMQ que la FQM dénoncent cette situation.

Contraintes imposées par les propriétaires des droits de surface

Au Québec, les ressources minérales, qui incluent le pétrole et le gaz naturel, appartiennent à l'État. Afin de mettre en valeur ces ressources minérales contenues dans le sous-sol, le gouvernement du Québec accorde des droits (permis de recherche) à des entreprises en vertu de la Loi sur les mines. Ces droits sont assortis de conditions telles que le versement d'une rente annuelle et la réalisation de travaux statutaires annuels de mise en valeur. Advenant la découverte d'un gisement économiquement exploitable, l'entreprise doit obtenir un bail pour en faire l'exploitation et verser à l'État les redevances prévues à la Loi.

L'article 235 de la nouvelle Loi sur les mines prévoit que sur les terres concédées, aliénées ou louées par l'État à des fins autres que minières ou sur celles qui font l'objet d'un bail exclusif d'exploitation de substances minérales de surface, le titulaire de droits miniers ou le propriétaire de substances minérales doit obtenir l'autorisation écrite au moins 30 jours avant d'y accéder ou peut acquérir de gré à gré tout droit réel ou bien nécessaire à l'accès au terrain ou à l'exécution de ses travaux d'exploration ou d'exploitation.

Ces ententes de gré à gré sont assorties de conditions allant d'un droit de passage limité géographiquement et dans le temps à l'acquisition du terrain. Elles servent aussi à déterminer le montant versé au propriétaire foncier à titre de compensation financière et de dédommagement et, le cas échéant, les mesures de mitigation convenues entre les deux parties.

Le gouvernement n'est pas partie prenante de ces ententes et n'a aucun droit de regard sur celles-ci.

À défaut d'entente à cette fin, le titulaire de droits miniers ou le propriétaire de substances minérales peut, pour l'exécution de ses travaux d'exploitation, acquérir par expropriation le bien visé au premier alinéa de l'article 235 de la Loi sur les mines.

Lorsque le titulaire de droit minier entend acquérir un immeuble résidentiel, ou un immeuble utilisé à des fins d'agriculture et situé sur une terre agricole au sens de la Loi sur l'acquisition de terres agricoles par des non-résidents, il doit débourser les honoraires des services professionnels nécessaires à la négociation de cette entente jusqu'à un montant maximal représentant 10 % de la valeur de l'immeuble au rôle d'évaluation foncière.

En aucun cas, un immeuble résidentiel ne peut être déplacé ou démoli avant la délivrance d'un bail minier.

Notons que cette mesure d'exception n'a jamais été utilisée au Québec pour la réalisation de travaux d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière.

[8] Article 246 de la LAU : « Aucune disposition de la présente loi, d'un plan métropolitain, d'un schéma, d'un règlement ou d'une résolution de contrôle intérimaire ou d'un règlement de zonage, de lotissement ou de construction ne peut avoir pour effet d'empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation de substances minérales et de réservoirs souterrains, faits conformément à la Loi sur les mines (chapitre M-13.1). »

[9] Une demande est irrecevable si la Commission a reçu un avis de non-conformité au règlement de zonage de la municipalité locale ou, le cas échéant, aux mesures de contrôle intérimaire.

Par ailleurs, le propriétaire foncier peut contester une telle expropriation devant la Cour supérieure du Québec. Il peut aussi s'adresser au Tribunal administratif du Québec lorsqu'il est en désaccord avec l'indemnité qui lui est offerte. En effet, le propriétaire doit pouvoir bénéficier d'une juste indemnité et celle-ci doit être versée préalablement à la réalisation des travaux.

Couramment, le contrat comporte une clause de non-divulgation des termes de ces accords (étude S2-3). Aussi, lors des rencontres du Comité avec des municipalités et résidents, on a souligné notamment qu'il arrive que le contrat soit rédigé uniquement en anglais, que certaines personnes seulement font appel à un notaire pour faire réviser le contrat avant la signature et qu'il y a un besoin de développer une meilleure compréhension de la portée de ces contrats.

Le caractère confidentiel des termes et conditions de l'entente avec le propriétaire des droits de surface peut s'avérer une entrave pour la CPTAQ dans l'exercice de ses pouvoirs.

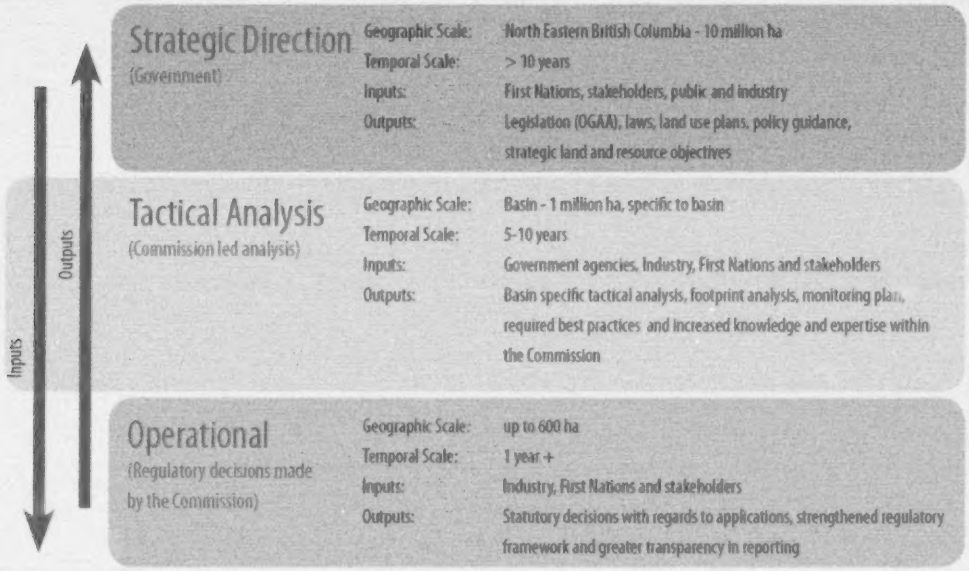
Dans la perspective d'un développement éventuel du gaz de schiste au Québec, l'établissement d'un cadre de référence, incluant un modèle d'entente-cadre, permettrait de mieux outiller les propriétaires fonciers dans la négociation de ces ententes.

11.2.3 La délégation de certains pouvoirs de la CPTAQ

Outre l'amélioration de l'encadrement juridique autour des contraintes précédemment évoquées, le rôle que pourrait jouer la CPTAQ à l'égard de l'industrie du gaz de schiste s'avère une question primordiale.

Les diverses études menées dans le cadre des travaux de l'ÉES, notamment celles réalisées par la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE) portant sur plusieurs autres provinces du Canada et États des États-Unis, illustrent très bien l'existence de plusieurs types d'encadrement de cette industrie. Ainsi, dans plusieurs provinces canadiennes ou États américains, on a mis en place un guichet unique en déléguant entièrement ou partiellement certains pouvoirs à un tiers au moyen d'accords de délégation de pouvoirs. L'Oil and Gas Commission (OGC), l'organisme à « guichet unique » de la Colombie-Britannique, et l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta semblent particulièrement d'intérêt (les responsabilités de l'ERCB et du ESRD ont été fusionnées en 2013 au sein de l'AER).

Figure 11.1 : Oil and Gas Commission – Organisme à guichet unique



Source : Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique

L'analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (étude L1-1, Colombie-Britannique) de la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE) sur la Colombie-Britannique révèle que depuis 2004, dans un contexte d'exploitation gazière intensive, l'Agricultural Commission a délégué à l'Oil and Gas Commission la gestion des demandes relatives au gaz de schiste touchant des terres agricoles dans le nord-est de la province au moyen d'une entente, le Delegation Agreement[10].

Cette entente prévoit que les différents types de projet d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sont soit soumis à l'autorisation de l'Oil and Gas Commission, soit soumis à l'autorisation de l'Agricultural Commission, soit exemptés de l'autorisation de changement d'usage du territoire agricole.

Pour l'Alberta, le Comité constate à la lumière de ses missions et des documents rédigés par le CRCDE que l'on retrouve dans cette province un cadre légal plutôt fragmenté où le développement du gaz de schiste s'inscrit dans le régime dédié aux hydrocarbures avec des agences administratives à vocation sectorielle et certains ministères.

L'ERCB[11] s'inscrit comme l'un des « joueurs principaux » qui régit et administre le secteur de la production énergétique de la province de l'Alberta (étude L1-1, Alberta). Un joueur qui peut aussi agir sur la protection du territoire et des activités agricoles.

De plus, il existe d'autres instances pouvant jouer un rôle sur la protection du territoire et des activités agricoles. Il y a les tribunaux administratifs du Surface Rights Board et le Provincial Exploration Review Committee.

[10] La plus récente version du Delegation Agreement date de 2010.

[11] L'ERCB possède d'importants pouvoirs pour réglementer et orienter le développement des ressources énergétiques provinciales. Les activités de développement du gaz de schiste se retrouvent sous sa supervision. Le financement de l'ERCB provient en partie des fonds publics et en partie des revenus tirés de la gestion des ressources énergétiques. Information provenant du CRCDE (étude L1-1, Alberta).

Le Surface Rights Board est compétent à l'égard des conflits relatifs au droit d'entrée des personnes qui mènent des activités d'exploitation des minéraux, y compris du gaz naturel et des shales, tandis que le Provincial Exploration Review Committee arbitre les disputes entre le secteur agricole et les personnes qui mènent des activités d'exploration.

Également, le rapport du CRCDE souligne l'existence de mécanismes de résolution de certains conflits à l'égard du droit d'entrée aux fins d'exploration sur les terres du domaine public qui sont utilisées à des fins agricoles, notamment l'Exploration Dispute Resolution Regulation.

Enfin, le Ministry of Environment de la Colombie-Britannique considère certains éléments lorsqu'il décide d'accorder ou non une approbation ou une licence, incluant les effets cumulatifs des prélèvements sur l'environnement aquatique, les régimes hydrologiques, la sécurité publique et les activités agricoles.

Au Québec, aucune délégation de pouvoirs permettant la mise en place d'un guichet unique n'est actuellement en vigueur. L'obtention des permis et des diverses autorisations nécessaires à l'industrie du gaz de schiste requiert donc de s'adresser à plusieurs guichets qui traitent uniquement des éléments de la demande sous leur responsabilité. Ainsi, aucune entité gouvernementale autre que la CPTAQ n'a les capacités requises pour protéger le territoire et les activités agricoles.

La CRCDE relève ce problème de dispersion et de cohérence des décisions. L'UPA souligne d'ailleurs, pour les activités agricoles, la nécessité d'une réglementation complète, uniforme et cohérente de l'industrie du gaz de schiste dans la mesure où cette industrie se déploie[12].

Les responsabilités réglementaires relatives au traitement des dossiers de l'industrie du gaz de schiste dont dispose la CPTAQ en vertu de la LPTAA pourraient-elles être déléguées à un éventuel organisme à guichet unique? La question demeure entière.

Constats

- Bien que la CPTAQ adapte depuis 2009 certaines de ses pratiques et mécanismes lors du traitement des dossiers gaziers pour le forage de puits et l'installation de gazoducs, des aménagements supplémentaires seraient nécessaires.
- Plusieurs des contraintes observées émanent d'un manque de cohérence et d'harmonisation de lois, règlements et procédures relevant de ministères et organismes.
- La clarification du rôle qu'entend et peut jouer la CPTAQ comme organisme de réglementation de l'industrie du gaz de schiste s'impose. L'étude de la délégation de certains pouvoirs et compétences de la CPTAQ doit être au programme des discussions.
- Pour mener une réflexion stratégique qui vise une protection efficace et efficiente du territoire et des activités agricoles, la contribution de l'ensemble de l'appareil gouvernemental serait bénéfique.

[12] Rencontre du 28 mai 2012 avec l'UPA.

11.3 Étude de trois cas sur le déploiement et la gouvernance : les filières éolienne, forestière et porcine

Le rapport du BAPE, les consultations et les rencontres du Comité au Québec ont mis en lumière un problème de gouvernance de la ressource naturelle du gaz de schiste, notamment en ce qui concerne la place accordée aux acteurs territoriaux (à l'échelle régionale et locale) et leur rôle.

Le développement plutôt récent de l'industrie du gaz de schiste se prête mal à un examen rétrospectif de son déploiement sur le territoire. C'est pourquoi le Comité de l'ÉES a cherché à documenter, par la réalisation de l'étude S1-3, le développement de trois secteurs d'activité au Québec en vue d'y rechercher certains enseignements transposables à celui du gaz de schiste.

11.3.1 Un modèle de développement en mutation

L'étude menée par la Chaire de recherche du Canada en développement régional et territorial rappelle que l'économie des ressources naturelles est en mutation. Entre 1945 et 1990, un modèle qualifié de « traditionnel » s'appliquait au développement des ressources premières. Puis, à partir de 1990, on observe un mouvement vers l'émergence d'un nouveau modèle de développement applicable aux régimes de ressources, soit le passage d'une économie des ressources à une économie de la connaissance. Cette mutation économique implique une redéfinition substantielle du mode de développement traditionnel ainsi que de ses paradigmes, mécanismes et acteurs.

Le développement de régimes de ressources s'inscrit donc dans cette économie en mutation. Dans cette perspective, le Comité juge important de s'attarder à l'analyse du déploiement et de la gouvernance de trois secteurs d'activité, le régime forestier, la filière éolienne et l'industrie porcine, afin de déterminer quelles leçons peuvent être tirées de ces expériences pour être appliquées au secteur du gaz de schiste.

11.3.2 Trois cas de gestion collective des ressources

Le secteur forestier

Des trois secteurs à l'étude, c'est le secteur forestier qui constitue le régime de ressources le plus ancien et le plus cohérent. Au cours des années, on a observé des transformations tant dans le mode de production, les conditions de marché que sur le plan politique.

Concernant le mode de production et le marché, le secteur forestier se caractérise par le développement de nouveaux créneaux de production plus spécialisés. Avec la crise forestière des années 2000, de nouveaux acteurs du développement font leur entrée et participent à la gouvernance forestière dans le but de « favoriser une meilleure appropriation du potentiel forestier pour le développement régional ».

Ainsi, autant les Autochtones et les groupes environnementaux (notamment pour la certification) que les élus locaux souhaitent désormais s'impliquer dans la gouvernance des territoires forestiers. Le contexte global d'aménagement durable des forêts, notamment avec les réformes récentes de la législation forestière, laisse place à la participation de ces nouveaux acteurs, ce qui ne se fait toutefois pas sans conflits avec les anciens acteurs. Malgré la mise en place de nouveaux mécanismes de concertation et l'institutionnalisation de mécanismes « éprouvés » à l'échelle locale, des situations conflictuelles continuent de se développer.

Encadré : Certaines leçons à tirer du secteur forestier

- Des acteurs territoriaux qui participent de façon substantielle à définir l'opportunité et, le cas échéant, les modalités d'exploitation de la ressource forestière.
- Des attentes soutenues des acteurs territoriaux concernant la contribution de la ressource au développement territorial.
- Des bénéfices clairs à prévoir pour les territoires subissant des désagréments et des risques lors de la mise en place d'une filière.
- La mise en place de mesures territorialisées de gouvernance s'appuyant sur des politiques publiques québécoises et prévoyant un rôle important et significatif des structures de représentation locales et régionales.

Le sous-secteur éolien

Le sous-secteur éolien témoigne du passage d'un modèle de développement économique de ressources premières entièrement sous la responsabilité publique (production d'hydroélectricité) à un nouveau modèle de développement considéré comme « hybride » (entre le public et le privé).

Le sous-secteur de l'éolien réfère ainsi à un modèle industriel d'exploitation des ressources qui nécessite une forte présence de l'État (Hydro-Québec) et la participation des grandes entreprises au marché.

Le cadre politique national de l'éolien a d'abord été peu favorable à la participation de nouveaux acteurs. On observe ainsi une centralisation de la prise de décision, alors que la mise en œuvre des projets relève d'instances décentralisées et que les conflits et les coûts, notamment les coûts « communautaires », se font ressentir surtout à l'échelle locale.

La politique éolienne a reposé d'abord sur des arrangements néocorporatistes entre un nombre restreint de partenaires (État-entreprises). Après une dizaine d'années au cours desquelles on observe des conflits et des négociations, c'est lors du troisième appel d'offres, en 2009, avec le lancement du volet communautaire, qu'on constate plus particulièrement l'arrivée de nouveaux acteurs de la politique à l'échelle locale, et ce, notamment dans la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine.

Plus précisément, afin d'accroître les retombées de l'éolien dans les communautés, une mobilisation des acteurs territoriaux de cette région administrative, orchestrée par la Conférence régionale des élus (CRÉ), mène à la création de la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine[13].

La gouvernance du secteur de l'éolien se territorialise en s'ouvrant alors « de manière novatrice à des acteurs territoriaux et à des formes de partage de l'espace et de la ressource ».

[13] La Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine se compose des MRC d'Avignon, de Bonaventure, de La Côte-de-Gaspé, de La Haute-Gaspésie et du Rocher-Percé ainsi que la municipalité des Îles-de-la-Madeleine, agissant dans le cadre de ses compétences d'agglomération. Le projet de loi privé n° 225 a été adopté le 10 juin 2010 et sanctionné le 11 juin 2010.

Encadré : Certaines leçons à tirer du sous-secteur éolien

Déploiement de l'activité éolienne assuré par une politique publique originale et volontariste, issue d'un débat de société, qui a contribué à stabiliser le marché et à orienter les conditions de production industrielle et énergétique. Limitation des conflits autour du secteur éolien par un relatif consensus national et par des incertitudes (risques) relativement connues.

Le « design institutionnel » est l'un des paramètres essentiels, car il définit quels seront les acteurs impliqués dans la politique publique, tant pour son élaboration que sa mise en œuvre à l'échelle nationale et locale, et comporte une régulation par le haut et par le bas :

- La régulation par le haut : mise en place pour l'éolien d'un instrument de politique publique innovant (les appels d'offres) et cohérence des différentes dimensions d'une même politique. Pour l'exploitation du gaz de schiste, il n'est pas certain que l'État dispose actuellement de leviers d'encadrement aussi nombreux et aussi fins.
- La régulation par le bas : la politique éolienne est difficilement parvenue à se dégager du modèle « décider – annoncer – défendre ». La planification s'est révélée un outil peu adapté au partage non conflictuel des espaces et des usages. C'est avec le temps qu'on assiste à un déploiement de la filière éolienne avec une répartition croissante des fonctions entre les échelons national, local et régional. Pour l'exploitation du gaz de schiste, ouvrir plus nettement la planification au débat public et viser plus systématiquement une articulation entre les échelons (national, régional, local) seraient des pistes à suivre.

Affirmation croissante des acteurs territoriaux qui passe par la mobilisation des personnes concernées qui s'orientent vers la fonction de producteur économique par des dispositifs de type semblable à la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine.

Clarification du rôle conféré aux acteurs locaux dans l'activité et mise en place des dispositifs cohérents permettant le partage de l'activité, (avec des tables de concertation horizontale) et le partage de l'espace (avec des exercices consultatifs plus asymétriques; partage de la ressource).

Source : Texte tiré et adapté de l'étude S1-3

Le sous-secteur porcin

Le sous-secteur porcin relève du secteur agricole et s'associe à une approche traditionnelle du régime de ressources. La production porcine interpelle autant le palier international que les paliers régionaux et locaux.

Les années 1980 marquent le début d'une transformation du sous-secteur porcin. Sous l'influence des marchés mondiaux, on assiste notamment à la mise en place d'une stratégie de diversification de la production porcine et à des innovations technologiques importantes. À partir de ce moment, la production porcine fait désormais l'objet de controverses sociales et environnementales qui prendront de l'ampleur avec les années pour mener à une crise de l'industrie porcine.

La crise porcine se construit autour des enjeux de l'environnement et de la cohabitation. L'enjeu de l'environnement semble davantage faire l'objet de solutions, alors que celui de la cohabitation semble se limiter à traiter du problème d'odeur et à la mise en place de mesures de conception technique et normative.

Avec les années, les diverses solutions avancées et mesures appliquées jusque-là par l'État ne suffisent plus. Outre la multiplication des acteurs, on observe que des enjeux, qui autrefois se concentraient autour de la communauté, s'éclatent à d'autres échelles territoriales.

La place qu'accorde l'État à ces nouveaux acteurs et aux communautés territoriales demeure marginale au sein des rapports « déjà existants » et « bien établis » entre le gouvernement et de grands joueurs qui structurent le secteur porcin. Les acteurs avec l'ancrage territorial le plus fort, comme les citoyens, les fermiers ou les maires, semblent « avoir le moins de pouvoir, mais le plus de problèmes et de responsabilités ».

Après la tenue d'une enquête du BAPE en 2003 et après la fin d'un moratoire sur la production porcine en 2005, plus d'importance est maintenant accordée à l'enjeu de la cohabitation, notamment grâce à la création d'un nouveau processus de consultation publique pour chaque nouveau projet porcin qui permet la mise en place de certaines mesures d'atténuation.

Toutefois, l'approche « mur à mur » que privilégie l'État avec la solution de la consultation ne trouve pas véritablement écho au sein des communautés. En effet, cette approche, qui prévoit la consultation des citoyens après la délivrance du certificat d'autorisation, place les acteurs du débat porcin dans une position de témoins plutôt que de véritables acteurs du devenir de leur milieu de vie[14].

À ce jour, les chercheurs font toujours état de la nécessité d'une réflexion sur les adaptations à réaliser pour en arriver à un régime de ressources plus proche des acteurs et des territoires.

Encadré : Certaines leçons à tirer du sous-secteur porcin

- Aborder le développement d'un régime de ressources non seulement sur le plan économique, mais en considérant l'ensemble des dimensions du développement durable.
- Viser un équilibre dans les rapports de force en présence.
- Établissement, par des organismes qui encadrent un sous-secteur, de tribunes de dialogue ouvertes aux autres usagers du territoire visant une prise de décisions mieux éclairée, et mieux ancrées dans les réalités de chacun et du milieu.
- Adoption de politiques publiques plus souples et adaptables.
- Ouverture de la consultation quant aux thèmes et aux acteurs invités, et établissement de meilleurs liens entre les mécanismes de consultation et de décision.

[14] Suivant l'analyse de ces consultations, les chercheurs de l'étude S1-3 considèrent qu'ils seraient notamment nécessaire d'ouvrir la consultation quant aux thèmes et aux acteurs invités, de permettre de changer réellement le cours des choses, notamment en plaçant la consultation comme préalable au certificat d'autorisation, de mieux publiciser l'importance des consultations sur les schémas d'aménagement des MRC, et d'établir de meilleurs liens entre les mécanismes de consultation et de décision.

Constats

- Le régime forestier, la filière éolienne et l'industrie porcine réfèrent à une gouvernance multi-acteurs et multi-échelons (national, régional, local).
- On assiste à l'arrivée de nouveaux acteurs territoriaux ayant des attentes en ce qui concerne la contribution de la ressource au développement des régions et des localités ainsi que des attentes sur les bénéfices pour les territoires subissant des désagréments et des risques.
- Ces nouveaux acteurs territoriaux souhaitent participer à définir l'opportunité et le modèle de développement à privilégier.
- Autant les expériences du secteur forestier que celles des sous-secteurs de l'éolien et du porcin ne manquent pas de souligner que la gouvernance d'un secteur ou sous-secteur ne peut aujourd'hui se réaliser sur le territoire sans une participation importante des acteurs territoriaux d'un secteur de ressource.
- Les politiques publiques de ressources sont appelées à jouer un rôle dans cette nouvelle dynamique de gouvernance (multi-acteurs et multi-échelons).
- Les acteurs territoriaux locaux et régionaux souhaitent l'adoption de politiques publiques plus souples et adaptables qui permettront de sortir du modèle traditionnel de régulation par le bas (approche descendante) basé sur le « décider – annoncer – défendre » et de s'orienter davantage vers une approche ascendante où l'on accorde particulièrement un rôle important et significatif aux acteurs locaux et régionaux.

12. La gouvernance de l'industrie

12.1 Responsabilité sociale

Le comportement de l'industrie peut varier d'une entreprise à l'autre et ses modalités d'encadrement seront plus ou moins propices à sa responsabilité sociale. Trois études visaient à évaluer le comportement actuel et passé de l'industrie ainsi que les mécanismes favorisant les comportements industriels responsables dans le secteur du gaz de schiste.

Pratiques de responsabilité sociale

L'étude S4-3b analyse les pratiques de responsabilité sociale dans les secteurs pétrolier, minier et chimique, et étudie le comportement actuel et passé de l'industrie du gaz de schiste au Québec et à l'étranger ainsi que les outils de responsabilité sociale qu'elle mobilise.

Pratiques de responsabilité sociale dans trois secteurs industriels

L'étude menée auprès des secteurs pétrolier, minier et chimique analyse le taux de diffusion de pratiques de responsabilité sociale relevant de quatre domaines : 1) éthique et gouvernance, 2) environnement, 3) relations avec les communautés, 4) social, santé et sécurité.

Une grande majorité d'entreprises ont mis en œuvre des politiques et des pratiques de responsabilité sociale en matière d'éthique et de gouvernance. Toutes se sont dotées de pratiques en matière de vision et de stratégie, d'éthique et de divulgation d'information. La plupart ont adopté des pratiques en matière de gouvernance et de relations avec les gouvernements ou de production et consommation responsables. Seul le principe de précaution est très peu intégré aux pratiques (mentionné par à peine 13 % des entreprises, dont aucune dans le domaine du pétrole et du gaz).

En ce qui concerne l'environnement, toutes les entreprises ont mis en œuvre des pratiques relatives aux gaz à effet de serre, et la grande majorité se sont aussi engagées en matière de gestion de l'eau, de biodiversité ou d'impacts locaux, en matière de protection de l'environnement ou de gestion de l'énergie. Le principe pollueur-payeur est légèrement moins répandu (seulement 25 % dans l'industrie chimique, mais 80 % dans le secteur pétrole et gaz et 100 % dans le secteur minier), tandis que la gestion des transports recueille très peu d'adhésion (au plus 30 % dans le secteur pétrole et gaz).

L'engagement à l'égard des communautés est plus mitigé. Les pratiques les plus répandues concernent l'aide au développement économique (96 % des entreprises), l'accès au savoir (83 %), la participation et l'engagement des communautés (75 %) ainsi que la santé et la qualité de vie (75 %). Le partage des bénéfices, la protection du patrimoine culturel et la subsidiarité sont assez répandus (chez 58 % et plus des entreprises). Par contre, à peine 29 % des entreprises reconnaissent le principe du consentement libre, préalable et éclairé des communautés, qui est enchâssé dans les droits de l'homme.

La grande majorité des entreprises adoptent les pratiques reconnues dans le domaine social, santé et sécurité. Toutes les entreprises étudiées ont mis en place des pratiques concernant la santé, la qualité de vie et la sécurité de même que la prévention des accidents. Près de 90 % ont mis en œuvre des mesures d'équité et de solidarité sociale. Au moins deux tiers des entreprises prévoient des activités de développement et de formation et sont attentives aux conditions de travail ainsi qu'au respect des droits du travail.

L'étude révèle néanmoins que certaines dimensions de la responsabilité sociale sont laissées pour compte par les entreprises. Le caractère volontaire des pratiques entraîne une hétérogénéité des comportements industriels, ce qui plaide en faveur d'un cadre réglementaire statuant sur les pratiques de responsabilité minimales.

Par ailleurs, l'étude constate que la participation des entreprises à des associations sectorielles internationales favorise l'intégration de pratiques de responsabilité sociale dans leur gestion.

Pratiques de responsabilité sociale dans l'industrie du gaz de schiste

Peu d'entreprises de l'industrie du gaz de schiste publient des informations; celles-ci restent par conséquent difficiles d'accès pour le public. Par ailleurs, lorsqu'elles sont publiées, ces informations sont disparates et de qualité variable. Ces pratiques de communication contrastent avec celles des entreprises chefs de file des secteurs minier, pétrolier et chimique. En ce qui concerne le Québec plus particulièrement, seules 4 des 26 entreprises détenant des permis d'exploration publient de l'information sur leur responsabilité sociale. De plus, l'information, lacunaire, n'est pas vérifiée par un tiers.

Les entreprises du secteur du gaz de schiste qui publient des informations adoptent moins de pratiques relatives à l'éthique et à la gouvernance que les secteurs minier, pétrolier et chimique, sauf en ce qui concerne le principe de précaution. En matière d'environnement, l'adoption de pratiques responsables contraste encore davantage avec les autres secteurs puisqu'elle concerne rarement plus de 50 % des entreprises. C'est aussi le cas du domaine des relations avec les communautés ainsi que du domaine social, santé et sécurité.

L'étude constate donc un net retard de l'industrie du gaz de schiste par rapport aux entreprises chefs de file des secteurs minier, pétrolier et chimique. Par ailleurs, les associations provinciales et nationales de l'industrie ont élaboré des orientations sans les rendre contraignantes pour les entreprises membres, orientations qui sont par surcroît moins exigeantes que les principes directeurs d'autres organismes tels que l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Dans ce contexte, il serait pertinent d'élaborer un cadre de responsabilité sociale spécifique à l'industrie du gaz de schiste sur la base d'une concertation entre le gouvernement, la société civile et les communautés locales qui soit en harmonie avec le cadre réglementaire actuellement en révision.

Outils de responsabilité sociale

L'étude S4-4 avait pour objectif d'étudier les mécanismes potentiels (certification, divulgation, écoconditionnalité) assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective. En complément à l'étude S4-3, elle étudie également l'applicabilité du cadre de responsabilité sociale proposé par la norme ISO 26000 et d'autres normes internationales et elle analyse la pertinence de leur application à l'industrie du gaz de schiste au Québec.

Sur la base des régimes et des pratiques en Amérique du Nord, mais aussi en Europe, l'étude conclut que les mécanismes d'application volontaire sont une condition nécessaire mais non suffisante à l'adoption de pratiques responsables de la part de l'industrie du gaz de schiste. La responsabilité sociale de l'industrie suppose la combinaison de mécanismes réglementaires et industriels. Plus précisément, le respect des principes de précaution, de subsidiarité, de participation et d'engagement avec les parties prenantes, d'accès au savoir et de pollueur-payeur de la Loi sur le développement durable requiert la mise en œuvre de mécanismes réglementaires.

Le principe de précaution suppose une évaluation des risques préalable aux opérations de fracturation hydraulique. Le principe de subsidiarité commande des mécanismes de planification et d'aménagement urbain auxquels contribuent les populations du territoire concerné. Le principe de participation du public et d'engagement

requiert la mise en place de mécanismes de consultation publique, des garanties quant à la qualité et à la disponibilité de l'information et l'instauration de comités de suivi multipartites. Le principe de pollueur-payeur impose aux entreprises d'assumer les coûts de restauration des sites, mais aussi de dédommager les populations subissant des nuisances causées par leurs activités.

Plus spécifiquement, la composition des fluides de fracturation de même que des informations concernant la qualité de l'eau devraient faire l'objet d'une divulgation obligatoire, par l'entremise d'un organisme indépendant. Les émissions de gaz à effet de serre devraient aussi faire l'objet d'une comptabilisation et d'une divulgation normalisées.

Les mécanismes industriels de responsabilité sociale, pour leur part, doivent s'ancrer dans la spécificité des enjeux de l'industrie et être développés en lien avec les parties prenantes en tenant compte des meilleures pratiques des secteurs industriels connexes (mines, pétrole, chimie). Un cadre de référence minimal devrait être élaboré en concertation avec les différents acteurs concernés, notamment la société civile, l'industrie, les associations et les gouvernements. Ce cadre devrait entre autres aborder les pratiques de divulgation de l'information, l'éthique et la gouvernance, les relations avec la communauté ainsi que la gestion et la réduction des impacts de l'industrie.

En vue de favoriser le comportement responsable, les autorités publiques pourraient mettre en place des dispositifs incitatifs tels que des critères d'écoconditionnalité liés à l'octroi de subventions, des mesures fiscales, une plateforme d'information centralisée ou des guides destinés aux municipalités.

Mécanismes économiques favorisant la responsabilité sociale

L'étude EC4-6 avait pour objectif d'explorer les mécanismes économiques favorisant la responsabilité sociale et environnementale des entreprises et des opérateurs économiques dans l'industrie du gaz de schiste.

Il appert qu'à l'heure actuelle, les mécanismes de marché ont un potentiel limité sur la mise en œuvre effective de pratiques de responsabilité sociale. Inégalement développés, ces mécanismes ne concernent bien souvent que certaines entreprises en particulier et un aspect précis de leurs activités ou de leur comportement. En conséquence, ces mécanismes n'offrent pas de cadre de référence solide pour les opérateurs de l'industrie du gaz de schiste et ne peuvent être envisagés qu'en conjonction avec un cadre réglementaire et des initiatives industrielles consacrées à la responsabilité sociale de l'industrie.

À l'échelle des pouvoirs publics, l'écoconditionnalité permet de lier l'octroi de subventions, de financement ou d'avantages fiscaux à des conditions touchant la responsabilité sociale de l'entreprise requérante. Actuellement, l'accès aux financements proposés par le gouvernement du Québec par l'entremise de ses agences de même que par les fonds de travailleurs n'est pas assorti de critères de conditionnalité liés à la responsabilité sociale en ce qui concerne l'industrie du gaz de schiste.

De plus, il n'existe pas, à l'heure actuelle, de cadre de référence de responsabilité sociale applicable à l'industrie du gaz de schiste. Il serait pertinent qu'un tel cadre soit élaboré en consultation avec les acteurs civils, gouvernementaux et industriels.

Constats

- En matière de pratiques responsables, l'industrie du gaz de schiste accuse un net retard par rapport aux entreprises chefs de file des secteurs minier, pétrolier et chimique.
- Les entreprises de l'industrie du gaz de schiste publient peu d'informations concernant leur performance extra-financière.
- Le caractère volontaire des mesures de responsabilité sociale favorise de grandes disparités de comportements au sein de l'industrie. Un cadre de responsabilité sociale unifié et spécifique à l'industrie, élaboré au moyen d'une démarche multipartite pourrait uniformiser et améliorer le comportement des entreprises de gaz de schiste.
- Plusieurs principes enchâssés dans la Loi sur le développement durable requièrent des règlements obligatoires et ne peuvent reposer uniquement sur des mécanismes industriels d'application volontaire.
- Les mécanismes économiques ne sont guère mis à profit dans l'encadrement du comportement des entreprises; en assortissant ses programmes d'écoconditionnalités, le gouvernement pourrait favoriser un comportement plus responsable de l'industrie du gaz de schiste.

12.2 Minimisation des problèmes sociaux et maximisation des retombées sociales positives

Les activités économiques ont des retombées sociales et environnementales qui diffèrent et peuvent être modulées par l'époque et le milieu dans lesquels elles se déploient, mais aussi par le cadre institutionnel dans lequel elles s'insèrent. L'étude S4-8 avait pour objectif de déterminer les facteurs permettant de maximiser les retombées sociales et de minimiser les problèmes sociaux associés au développement de l'industrie du gaz de schiste, et de développer des mécanismes de mise en œuvre de tels facteurs. Elle a été réalisée à partir de l'analyse de six études de cas dans des territoires différents du Canada et des États-Unis : Texas, Pennsylvanie, Colorado, Colombie-Britannique (deux cas), et Alberta. Il faut préciser qu'on n'a guère pris soin jusqu'à maintenant de réaliser une étude au temps zéro afin de pouvoir évaluer avec précision les impacts de l'industrie lorsqu'elle s'implante dans un territoire.

Variabilité des impacts de l'industrie et pression sur les institutions de gouvernance

Les impacts de l'industrie diffèrent selon le territoire où elle s'implante de même que selon la qualité et l'intensité de son tissu industriel. L'impact de l'industrie sera majeur dans le cas d'un territoire isolé avec une faible activité économique. Il se déclinera plutôt en termes de cohabitation dans les territoires possédant déjà une économie locale forte et diversifiée.

S'il est trop rapide, le rythme de développement déstabilise la dynamique sociale et bouscule les institutions chargées de la gouvernance du territoire, rendant potentiellement inopérants les mécanismes de régulation.

L'industrie provoque souvent une mise à l'épreuve des institutions où elle s'implante et bouscule les relations entre les communautés, les élus locaux, les paliers supérieurs de gouvernement et les entreprises. Les études de cas révèlent que des élus peuvent bénéficier de traitements de faveur rendus possibles par la confidentialité des

contrats conclus entre les propriétaires et l'industrie, minant d'autant leur légitimité dans une dynamique de démocratie représentative.

La gouvernance de l'industrie à l'échelle locale et les responsabilités dévolues aux municipalités requièrent des compétences de même que des ressources financières dont elles ne disposent pas toujours.

Emploi et main-d'œuvre

La proportion des emplois créés par l'industrie varie en fonction du degré de diversification de l'économie locale avant le début de l'exploitation du gaz de schiste; elle sera d'autant plus élevée que le territoire est peu peuplé et son économie, peu diversifiée. Les emplois indirects et induits s'élèvent à trois ou quatre pour chaque emploi direct dans l'industrie du gaz de schiste.

La création d'emplois favorise une concurrence entre les employeurs pour la main-d'œuvre. Les emplois liés à l'industrie sont mieux rémunérés, mais parfois réservés à une main-d'œuvre qualifiée qui se déplace au gré de l'industrie, profitant moins à la population locale.

Les emplois les mieux rémunérés sont les emplois qualifiés directement liés à l'industrie, en comparaison avec les emplois directs non qualifiés. Ce sont les emplois induits dans les services et les administrations locales qui sont les moins bien rémunérés.

La nouvelle dynamique impulsée par l'augmentation rapide des revenus et des inégalités suscite la vulnérabilité de deux groupes. Les personnes recevant des prestations non indexées aux salaires locaux (retraités, bénéficiaires de l'assistance sociale, etc.) s'appauvrissent en comparaison avec les groupes bénéficiant des retombées de l'industrie. Les jeunes peu qualifiés bénéficiant soudain de salaires élevés tendent à décrocher et à s'endetter, ce qui les place en situation de précarité et de dépendance envers l'industrie.

Des programmes visant à encourager la formation des jeunes travailleurs ou à mailler les institutions de formation technique avec l'industrie ont été mis en place de manière à minimiser cet impact négatif.

Par ailleurs, certaines chambres de commerce ont instauré des programmes visant à renforcer les capacités des PME locales afin qu'elles puissent profiter du développement de l'industrie et y participer.

Les revenus individuels et publics

Compte tenu du régime de propriété du sous-sol, les résidents des États-Unis ont bénéficié d'importants revenus directs. Négociés à la pièce et sans transparence, ces revenus et les modalités contractuelles plus générales varient considérablement d'un propriétaire à l'autre. Des organismes ou des instances ont été mis sur pied afin d'assister les propriétaires dans leurs négociations avec les entreprises de gaz de schiste.

À l'échelle des redevances publiques, une répartition inadéquate des revenus provenant de l'industrie par rapport aux charges subies ont mené certaines municipalités à la faillite. Des programmes de péréquation ont été mis en place pour faire face à cette problématique, mais la répartition entre les institutions des revenus obtenus de l'industrie en regard des charges entraînées par ses opérations demeure un enjeu.

La cohésion sociale

Couplées au rythme et à l'intensité des activités, les modalités d'implantation de l'industrie ont une incidence sur la cohésion sociale. Dans certains des cas étudiés, le secret entourant la négociation des contrats privés de même que le favoritisme envers les élus a polarisé certaines communautés où s'opposent des pro-gaz bénéficiaires de l'industrie et des anti-gaz laissés pour compte.

L'activité de l'industrie entraîne une immigration pouvant aller jusqu'à 20 % de la population locale. Cette immigration est temporaire et engendre divers problèmes sociaux, spécialement dans les petites communautés peu diversifiées et sans expérience avec l'industrie des hydrocarbures. Certains programmes ont été implantés pour faire face à ces problèmes sociaux.

Les pratiques philanthropiques de l'industrie du gaz de schiste, qui compensaient des financements gouvernementaux en décroissance, ont parfois compromis l'indépendance d'organismes voués à l'intérêt général.

Environnement

Dans plusieurs cas, la confiance des citoyens vis-à-vis les institutions responsables de la protection de l'environnement a diminué. En Pennsylvanie, par exemple, l'industrie bénéficie d'une exemption en matière d'évaluation environnementale. Mais il arrive aussi que certaines institutions manquent de ressources pour remplir leur mission ou que leur financement soit tributaire du nombre d'autorisations de forage. Enfin, le mode volontaire de divulgation de l'information de la part des entreprises suscite des doutes quant à sa qualité et à son exactitude.

Les nuisances occasionnées par l'industrie entraînent une baisse de la qualité de vie des résidents voisins des installations, mais aussi de la valeur de leurs propriétés. Ces nuisances font l'objet de réglementations, mais aussi de dispositifs de concertation.

L'utilisation d'importantes quantités d'eau par l'industrie peut donner lieu à des conflits d'usage, notamment lorsqu'elle entre en concurrence avec les besoins agricoles. Certaines entreprises ont proposé des réponses technologiques : utilisation d'eau salée ou d'eaux usées comme liquide de fracturation.

Les sites orphelins doivent être restaurés aux frais des contribuables, à moins que n'ait été mis sur pied un fonds destiné à financer de telles opérations.

Constats

- Dans les cas étudiés où l'industrie s'est développée, on constate que ses activités mettent à l'épreuve les institutions en place et requièrent de nouveaux mécanismes et financements ainsi que de nouvelles compétences.
- Les nouveaux emplois suscitent des inégalités, une potentielle précarisation de la jeunesse non qualifiée de même qu'une immigration temporaire qui peut s'accompagner de problèmes sociaux.
- Gérés dans le secret, les contrats individuels ont dans plusieurs cas fragilisé la cohésion sociale et même divisé des communautés, mais aussi réduit le niveau de confiance au sein des populations concernées.
- Les revenus provenant de l'industrie n'ont pas toujours été dévolus aux organismes responsables des nouvelles charges associées à son implantation.
- Le régime environnemental retenu pour encadrer l'industrie a parfois contribué à la perte de confiance dans les instances publiques de protection de l'environnement.
- Le Comité est d'avis qu'un modèle contractuel uniformisé de même qu'une instance d'accompagnement des particuliers dans leurs relations avec les entreprises pourraient réduire le risque de fragilisation de la cohésion sociale occasionnée par l'arrivée de l'industrie dans un territoire.

12.3 Information, participation du public et mécanismes de concertation à l'échelle locale

Dans son rapport, le BAPE soutient que la participation publique et la prise en compte des préoccupations des collectivités locales devraient intervenir dès les premières phases d'exploration (BAPE, 2011). Constatant que les processus de participation actuels sont insuffisants, il est d'avis que les entreprises gazières devraient se prêter à une consultation avant d'entreprendre toute démarche d'autorisation et de concertation (BAPE, 2011). Il suggère également la mise en place de comités de concertation sur les activités de l'industrie du gaz de schiste (BAPE, 2011). C'est dans la foulée de ces recommandations que l'étude S4-2 a établi un inventaire des principaux dispositifs d'information, de consultation et de concertation à l'échelle locale et régionale et élaboré des scénarios de participation publique s'appuyant sur plusieurs mécanismes.

Les mécanismes de participation du public sont essentiels à une bonne gouvernance territoriale, au développement durable et à l'acceptabilité sociale. Ils permettent notamment d'améliorer les projets en y intégrant les préoccupations des populations locales et leur fine connaissance du milieu, de prévenir les conflits et d'augmenter la confiance envers les décisions et les mesures de gestion de même que leur crédibilité, tout en contribuant à une meilleure compréhension des activités industrielles de la part du public.

Il existe au Québec une multitude de processus participatifs, mais leur articulation et leurs modalités ne permettent pas d'optimiser la contribution du public. Parfois réduits à des canaux de diffusion d'information, souffrant d'une faible légitimité et sans ressources financières, les mécanismes de participation actuels se chevauchent et peuvent même s'avérer incohérents. Ils arrivent trop tard dans le processus décisionnel, ce qui discrédite la démarche aux yeux des participants, sans compter que les ajustements structurels s'avèrent souvent impossibles à ces étapes avancées. De plus, le fait que ce soit l'entreprise qui dirige le processus de consultation en mine à la fois la légitimité et la crédibilité, tout en suscitant une méfiance peu favorable aux débats constructifs.

Le public doit être mobilisé à différentes échelles compte tenu des enjeux posés par cette industrie. Comme l'ont illustré les débats des dernières années, il était nécessaire de mener une consultation publique à l'échelle nationale sur la pertinence et les conditions d'exploitation de l'industrie. Par ailleurs, advenant que cette filière énergétique soit jugée pertinente à l'échelle nationale, il faut en planifier le développement sur le territoire en tenant compte des activités et des dynamiques déjà présentes, ce qui doit se faire en concertation avec les autorités élues et les populations des territoires concernés. Par ailleurs, au sein des territoires jugés propices, les projets doivent faire l'objet d'une évaluation particulière pour s'assurer de minimiser leurs impacts négatifs et de maximiser leurs retombées. Enfin, le public doit être associé au suivi des projets particuliers et doit participer au sein des instances responsables des éventuelles rentes locales. On peut définir huit conditions au succès et à l'efficacité d'un scénario intégré de participation publique.

1. Un dispositif participatif doit être instauré au début du processus décisionnel, avant même toute exploration, pour tenir compte des préoccupations du public quant à l'emplacement et aux modalités du projet;
2. Le public doit participer au suivi du projet par l'entremise d'un mécanisme de liaison ou de concertation;
3. L'information doit être accessible, utile, fiable et compréhensible pour les participants;
4. Les objectifs des processus participatifs doivent être clairs;
5. La décision finale doit intégrer les préoccupations et les savoirs des participants;
6. Le processus participatif doit faire place à une diversité d'acteurs et moduler le pouvoir des acteurs prépondérants;
7. Le processus doit être équitable et respectueux des opinions de tous;
8. Le processus participatif doit bénéficier de ressources humaines et financières adéquates.

Deux scénarios de rechange au statu quo peuvent être envisagés pour une meilleure intégration des processus participatifs. Le premier scénario débute par une concertation entre le gouvernement et les municipalités qui n'est pas élargie à l'ensemble de la population. L'instauration de ce mécanisme de participation en amont de tout développement vise à déterminer les territoires compatibles avec les activités de l'industrie du gaz de schiste. La population serait ensuite conviée à une consultation publique menée sous la présidence de l'autorité municipale dès l'instant où une entreprise manifesterait son intérêt pour la ressource sur le territoire. Les activités feraient l'objet d'un suivi par un comité de liaison créé par l'autorité municipale et composé d'acteurs diversifiés.

Le second scénario fait intervenir la population au sein de comités consultatifs en vue d'émettre un avis destiné à l'autorité municipale concernant la pertinence d'accueillir ou non l'industrie du gaz de schiste, et d'ajuster le zonage en conséquence. Dans le cas d'une ouverture à l'industrie, les consultations relatives aux projets seraient menées par le BAPE plutôt que par la MRC ou le promoteur. Chaque projet ferait l'objet d'un suivi et d'une surveillance par un comité multisectoriel.

Cette dernière approche nécessite cependant qu'un rôle soit reconnu aux municipalités et aux MRC en matière de zonage et d'affectation du territoire selon l'un ou l'autre des scénarios présentés dans l'étude S1-4 et discuté au chapitre 11 sur la gouvernance territoriale.

Ces scénarios comportent tous deux des défis, qu'il s'agisse de la représentativité des acteurs impliqués ou de l'expertise et des ressources disponibles à l'échelon municipal.

Constats

- Le processus actuel de participation du public concernant l'industrie du gaz de schiste est trop tardif, peu crédible et ne permet pas d'intégrer les préoccupations du public.
- La consultation du public en amont de tout développement de l'industrie permet d'établir les territoires susceptibles de l'accueillir et de déterminer les modalités de son implantation.
- Le suivi et la surveillance des projets par un comité multisectoriel ou par des mécanismes de liaison ou de concertation incluant le public améliorent la confiance et la crédibilité des processus de planification, d'autorisation et de gouvernance des projets.
- Le Comité est d'avis qu'une consultation en amont des projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, menée sous l'autorité d'une municipalité ou du gouvernement, permettrait une meilleure participation du public au processus décisionnel.

12.4 Encadrement des conditions de travail et formation professionnelle

À la lumière des travaux du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE, 2011) et du plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité de l'ÉES, 2012), le Comité a constaté l'absence de législation sur les conditions de travail en matière de santé et de sécurité ainsi que le manque d'information sur les formations et métiers associés à l'industrie du gaz de schiste. Le Comité a donc jugé pertinent d'entreprendre une démarche d'acquisition de connaissances sur ces deux questions (études S4-5 et S4-6).

L'encadrement des conditions de santé et de sécurité

Devant l'absence de législation québécoise spécifique liée à l'industrie du gaz de schiste en matière de santé et de sécurité du travail, les travaux de documentation menés par la Commission de la santé et de la sécurité du travail (CSST) se sont appuyés sur ce qui se fait dans d'autres provinces canadiennes et dans des États étrangers[1] qui ont une réglementation spécifique pour les activités d'exploration et de production de l'industrie gazière qui encadre bien souvent l'industrie des hydrocarbures (pétrole et gaz).

Les résultats de cette recherche sur les législations étrangères permettant de gérer les risques pour la santé et la sécurité des travailleurs de l'industrie du gaz de schiste sont résumés dans le tableau 1 en annexe de l'étude S4-5 qui présente le portrait de l'encadrement législatif à l'étranger et au Québec.

L'ensemble des législations hors Québec étudiées ont ensuite été comparées à une analyse de risques liés à l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz réalisée par l'Occupational Safety and Health Administration (OSHA) afin de déterminer les mesures de prévention qui n'auraient pas été couvertes par ces lois et règlements (voir le tableau 2 de l'étude S4-5). Les risques chimiques et l'encadrement actuel liés aux boues de forage et aux liquides de fracturation ont aussi été évalués.

[1] Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Utah, Michigan, Californie et Nouvelle-Zélande.

Enfin, la CSST a analysé la législation québécoise de manière à cerner, le cas échéant, les lacunes de sa législation actuelle.

À terme, ces travaux démontrent que la législation des autres provinces et États encadre l'industrie des hydrocarbures en général plutôt que l'industrie du gaz de schiste en particulier.

L'analyse de la législation québécoise a permis de constater que le Règlement sur la santé et la sécurité du travail (RSST) actuellement en vigueur n'encadre que des mesures de prévention générale touchant notamment les équipements de protection individuelle, l'entrée en espace clos, l'éclairage, etc. Le RSST n'aborde pas la grande majorité des mesures de sécurité propres aux installations des puits gaziers. De plus, l'exposition à une quarantaine de contaminants utilisés dans les boues de forage et les liquides de fracturation n'est pas encadrée par le RSST.

Les professions et programmes d'études de formation professionnelle et la présence des femmes

Alors que certains participants évoquaient des préoccupations autour de la santé et de la sécurité des travailleurs et du voisinage, d'autres participants, notamment lors des audiences du BAPE, faisaient valoir que l'arrivée de cette industrie pouvait nécessiter l'élaboration de programmes de formation adaptés à ses besoins. L'importance de se préoccuper de la présence des femmes dans les différents corps d'emplois qu'interpelle un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste a aussi été soulevée (BAPE, 2011).

L'information récoltée auprès du ministère de l'Éducation, du Loisir et du Sport (MELS) recense un total de 17 professions qui peuvent être associées à des programmes d'études de formation professionnelle liés à un développement potentiel du gaz de schiste. Huit de ces professions sont associées à des programmes d'études qui conduisent à un diplôme d'études professionnelles, à une attestation de spécialisation professionnelle ou à une attestation d'études professionnelles. Les neuf autres professions sont liées à un diplôme d'études collégiales (étude S4-6).

Plusieurs programmes d'études de formation professionnelle existent déjà en lien avec les besoins d'expertise nécessaires à l'industrie gazière. Toutefois, aucun de ces programmes de formation ne semble répondre spécifiquement à l'industrie du gaz de schiste. Il conviendrait d'intégrer les professions et formations universitaires à de prochains travaux de recherche.

Enfin, les professions et programmes d'études de formation professionnelle associés à un développement potentiel du gaz de schiste concernent, pour l'essentiel, des métiers traditionnellement masculins. Il serait alors intéressant de préciser, dans le cadre d'études ultérieures, la sous-représentation[2], le cas échéant, des femmes dans ces domaines de la formation professionnelle et technique. Les travaux menés par la Commission de la construction du Québec sur la présence des femmes dans la construction[3] sont un exemple de ce qui pourrait se faire dans le dossier du gaz de schiste.

[2] On entend par métiers et professions traditionnellement masculins un domaine d'activité où on trouve moins de 33 ⅓ % de femmes. On parle alors de sous-représentation. Information tirée de www.mels.gouv.qc.ca/dossiers-thematiques/condition-feminine/metiers-et-professions-traditionnellement-masculins/, le 4 décembre 2013.

[3] Étude de la Commission de la construction du Québec sur la présence des femmes dans la construction : www.ccq.org/~/media/PDF/Recherche/DossiersSpeciaux/presence_femmes.pdf.ashx. Consultée le 16 décembre 2013.

Constats

- Certains États ont adopté un encadrement législatif particulier afin de contrôler les risques spécifiques reliés aux équipements et mettre en place des méthodes de travail reliées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.
- L'information recueillie dans le cadre des travaux de l'ÉES sur les questions touchant les professions et programmes d'études de formation professionnelle ainsi que la place des femmes dans ces professions demeure parcellaire. Le Comité constate un besoin de poursuivre l'acquisition de connaissances sur ces sujets.

13. Les communautés autochtones

Trois communautés autochtones se retrouvent dans la zone d'étude de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste, soit la communauté mohawk de Kahnawake, à l'ouest de la zone, et les communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak situées au cœur de la zone d'étude. Ce sont des territoires à vocation surtout résidentielle qui comptent aussi sur le développement de projets touristiques pour stimuler leur économie tout en préservant leur culture et leurs traditions.

13.1 Réserves indiennes et exploitation des ressources pétrolières et gazières

En vertu de la Loi sur les Indiens, une réserve est un fonds de terre mis en réserve par la Couronne à l'usage et au profit d'une Première Nation particulière et dont la Couronne fédérale possède le titre de propriété. Affaires autochtones et Développement du Nord Canada (AADNC) est chargé d'administrer la Loi sur les Indiens avec la participation des Premières Nations qui ont un rôle déterminant et jouissent d'une autonomie quant aux choix de développement et d'aménagement de leurs terres de réserve. AADNC gère les terres de ces réserves au profit des Premières Nations. Ainsi, les redevances découlant des activités de production pétrolière et gazière sur ces réserves sont recueillies par Pétrole et gaz des Indiens du Canada (PGIC) qui les porte au crédit des comptes de capital des Premières Nations.

Des lois et des règlements fédéraux et provinciaux régissent les activités pétrolières et gazières sur les terres des réserves des Premières Nations au Canada, notamment la Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes et son règlement.

Au Québec, le statut juridique des réserves indiennes est complexe et comporte certaines spécificités, notamment au regard de la propriété du sous-sol des réserves indiennes au Québec. Ainsi, si la Couronne fédérale détient des droits de surface sur les réserves indiennes au Québec, les droits du sous-sol demeurent généralement la propriété du Québec. Néanmoins, le Québec ne peut autoriser l'exploration ou l'exploitation d'une ressource du sous-sol d'une réserve indienne sans la participation et l'accord de la Première Nation concernée.

13.2 Obligations de consultation et d'accommodement

En 2004, la Cour suprême a statué, dans les arrêts Haïda et Taku River, que la Couronne (fédérale ou provinciale) a l'obligation de consulter les communautés autochtones et, s'il y a lieu, de les accommoder lorsqu'elle prévoit prendre une décision pouvant avoir des effets préjudiciables sur leurs droits, ancestraux ou issus de traités, établis ou revendiqués[1]. Ces arrêts ont établi que l'obligation de consulter les communautés autochtones naît lorsque les gouvernements ont connaissance, concrètement ou par imputation, de l'existence possible d'un droit ancestral revendiqué et qu'ils envisagent des mesures susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur celui-ci. Les mesures susceptibles de porter atteinte aux droits revendiqués par les communautés autochtones concernent tant les projets de développement nécessitant une intervention de l'État que les activités de planification stratégique (politiques, lois, règlements, directives administratives) relatives aux terres publiques.

[1] Voir le *Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones 2008* du Secrétariat aux affaires autochtones du Québec (www.autochtones.gouv.qc.ca, sous la rubrique « Publications et documentation »).

Le contenu de l'obligation de consulter et, dans certaines circonstances, d'accommoder les communautés autochtones variera selon les circonstances.

Les autorisations délivrées par le gouvernement pour procéder à l'exploration ou l'exploitation du gaz de schiste pourraient constituer des éléments déclencheurs d'une consultation des communautés autochtones si une atteinte à leurs droits ancestraux ou issus de traités, établis ou potentiels, était appréhendée.

13.3 Ailleurs au Canada

Lors de ses visites en Alberta et en Colombie-Britannique, le Comité a constaté que les autorités gouvernementales de ces provinces ont mis en place des modalités de consultation des communautés autochtones lors de la délivrance des autorisations en matière de production gazière et pétrolière.

En Alberta, il est obligatoire de consulter les Premières Nations (44 nations reconnues dans trois traités) relativement à tout projet de développement gazier ou pétrolier. Les consultations gouvernementales portent notamment sur la gestion de l'eau, la construction des routes, les questions territoriales et les impacts cumulatifs (air, eau et faune). Les promoteurs ont, pour leur part, l'obligation de mener une consultation sur leur projet et d'obtenir une lettre de non-objection du peuple autochtone concerné. Le rapport de consultation est évalué par Environment and Sustainable Ressources Development (ESRD) qui détermine si la consultation est satisfaisante. Le cas échéant, un permis peut être demandé à l'Energy Resources Conservation Board (ERCB). Pour l'ESRD[2], un dialogue constant sur tout ce qui a trait à l'aménagement et à l'utilisation des terres et des domaines autochtones est non seulement souhaitable, mais nécessaire. Les procédures de consultation sont expliquées dans un document produit par l'ESRD intitulé *First Nation Consultation Procedures* disponible en ligne[3].

En Colombie-Britannique, les consultations menées auprès des communautés autochtones ont conduit certaines d'entre elles à s'associer au développement du gaz de schiste alors que d'autres demeurent insatisfaites. À l'occasion de sa participation au Forum des décideurs organisé par l'Institut Pembina en septembre 2012, à Vancouver, le Comité a pu apprendre que les effets cumulatifs demeurent une question critique pour les Autochtones. Ceux-ci jugent qu'il y a beaucoup de pression sur le territoire dans le nord-est de la province, occasionnée entre autres par le développement de mines, de barrages hydroélectriques, de parcs éoliens, de routes, de même que par les activités des secteurs de la foresterie, de l'industrie de l'extraction du gaz conventionnel, du pétrole et du gaz de schiste. Il a été mentionné qu'un plan intégré de développement était nécessaire. Par ailleurs, les Autochtones jugent que les meilleures pratiques de l'industrie doivent être plus transparentes et que la consultation faite par les promoteurs de projets doit être standardisée. Un participant précisait que les Premières Nations ne devaient pas être considérées uniquement comme des parties intéressées, mais bien comme des gouvernements.

Depuis les années 1950, des communautés autochtones de la Colombie-Britannique s'impliquent activement dans l'industrie pétrolière et gazière. Elles en bénéficient économiquement, mais elles souhaitent trouver l'équilibre entre l'économie et l'environnement. Récemment, elles ont élaboré leur propre plan d'aménagement du territoire en délimitant une aire protégée sur 9 % du territoire. Elles souhaitent que cela soit reconnu et respecté par le gouvernement et par les différents promoteurs. Elles souhaitent aussi une meilleure gouvernance de l'eau.

[2] L'ESRD et l'ERCB sont maintenant intégrés au sein de l'Alberta Energy Regulator (AER).
[3] http://esrd.alberta.ca/lands-forests/first-nations-consultation/default.aspx

Constats

- En vertu des arrêts Haïda et Taku River de la Cour suprême du Canada, la Couronne, autant provinciale que fédérale, a l'obligation de consulter les communautés autochtones et de les accommoder, s'il y a lieu, lorsqu'elle prévoit prendre une décision pouvant avoir des effets préjudiciables sur leurs droits, ancestraux ou issus de traités, établis ou revendiqués.
- Les autorisations délivrées par le gouvernement du Québec pour procéder à l'exploration ou l'exploitation du gaz de schiste pourraient constituer des éléments déclencheurs d'une consultation des communautés autochtones si une atteinte à leurs droits ancestraux ou issus de traités, établis ou potentiels, était appréhendée.
- En Alberta et en Colombie-Britannique, deux provinces ayant un long historique de développement des hydrocarbures, les entreprises gazières et les gouvernements ont mis en place des modalités de consultation et d'accommodements des communautés autochtones.

14. Les risques à la santé

Dans son mémoire présenté à la commission du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE, 2011), l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ) faisait état des risques potentiels à la santé associés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste selon cinq thèmes : l'eau, l'air, les risques technologiques, la qualité de vie et les nuisances et dimensions psychologiques et sociales. L'INSPQ soulignait que l'information actuellement disponible ne permet pas d'en circonscrire l'ampleur.

Par exemple, selon le ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS), les contaminants de l'air sont associés à des effets néfastes sur la santé. S'il est impossible de démontrer tous les impacts directs sur la santé, il est par contre possible de déterminer et de documenter les sources de contaminants, la durée d'exposition et la concentration des polluants ainsi que leurs effets potentiels sur la population et les travailleurs exposés, particulièrement ceux qui sont vulnérables, soit les jeunes enfants et les personnes âgées.

Enfin, selon l'INSPQ, la perception des risques associés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ainsi que l'absence de participation des citoyens dans les processus de décision pourraient avoir des effets psychosociaux sur les communautés touchées, tels que le stress et l'anxiété, et engendrer de l'insatisfaction chez les citoyens et une perte de confiance envers les autorités, dont l'État (BAPE, 2011).

14.1 La recherche du savoir

Les préoccupations des membres du Comité de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste en matière de santé publique ont amené le Comité à demander à l'Institut de santé publique (INSPQ) de mettre à jour son étude de 2010 pour intégrer les études scientifiques sur les enjeux sanitaires publiées au cours des trois dernières années, avec comme objectif d'estimer les impacts attendus sur la santé des populations exposées à l'industrie du gaz de schiste, d'évaluer l'importance de ces impacts sur leur qualité de vie, de combler, tout au moins en partie, les lacunes en la matière et de fournir aux spécialistes de la santé des données beaucoup plus étoffées pour établir l'ampleur des risques potentiels à la santé.

Plusieurs équipes scientifiques de l'unité de santé environnementale de l'INSPQ ont contribué à la réalisation du mandat de l'ÉES. Leur rapport s'inspire des approches de recension systématique des écrits. À l'aide de mots-clés spécifiques, plusieurs bases de données documentaires ont été consultées et divers moteurs de recherche ont été interrogés. Les titres et les documents obtenus ont été évalués en fonction de leur pertinence et de la qualité scientifique. Enfin, les textes retenus ont fait l'objet d'une synthèse critique.

Le Comité a aussi commandé des études qui documentent spécifiquement certains impacts appréhendés sur la santé et qui font l'objet d'autres sections du présent rapport. Une modélisation de la dispersion atmosphérique de contaminants émis lors des activités d'exploration et d'exploitation compare leurs concentrations aux critères de qualité de l'air. Une étude de l'impact sonore des diverses activités de l'industrie du gaz de schiste estime leur intensité sonore en regard des critères applicables au Québec. Une analyse des risques technologiques permet d'apprécier les conséquences potentielles de divers accidents et les distances nécessitant la mise en place de mesures d'urgence. Enfin, plusieurs études sur l'eau documentent les caractéristiques des produits chimiques utilisés lors de la fracturation et des eaux de reflux et examinent les possibilités de migration de ces produits vers les sources d'eau potable.

Les membres du Comité ont aussi participé à plusieurs rencontres[1] et missions, tant au Québec qu'à l'étranger, où il a été question de santé publique[2].

14.2 Les connaissances acquises

Il n'y a pas eu depuis 2010 beaucoup de données scientifiques nouvelles portant sur l'impact sur la santé humaine des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. Cependant, de nombreux incidents environnementaux différents ont été recensés et font l'objet du présent rapport.

14.2.1 Risques technologiques et gestion du risque

- Depuis 2010, plus de 825 incidents environnementaux différents ont été recensés. Ces incidents sont associés à des erreurs humaines, à de la négligence, à des défaillances matérielles et à la complétion inadéquate des puits de forage.
- Les travailleurs, la population avoisinante et les premiers répondants sont les sujets les plus à risques de subir de préjudices sérieux.
- Le transport de matières dangereuses comporte des risques particuliers.
- L'encadrement de l'industrie et le resserrement de la législation, les mesures d'urgence et la surveillance paraissent des moyens efficaces de prévention et de mitigation des accidents environnementaux.
- Il y a un manque évident de connaissances sur la nature, les quantités ainsi que les procédures de manipulation et de transport des substances chimiques utilisées par l'industrie gazière. Il est donc difficile d'évaluer le niveau potentiel d'exposition des travailleurs et de la population environnante à ces substances et de faire l'évaluation des risques.

14.2.2 Risques liés à la pollution de l'air

- Diverses modélisations et mesures effectuées à proximité des sites d'activités de l'industrie du gaz de schiste permettent de prévoir des augmentations locales des concentrations de certains polluants de l'air (particules fines et ozone et ses précurseurs, tels les composés organiques volatils (COV)).
- Les risques sont plus importants pour les populations habitant à proximité de puits (moins de 1 km) ou dans les régions où les activités sont plus concentrées.
- Des approches d'estimation de risques à la santé, une analyse des effets cumulés, des mesures de polluants préalables, la prise en compte des distances séparatrices entre des sites d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et les zones habitées et la prise en compte des effets indirects à la santé associés à l'émission de gaz à effet de serre permettraient une meilleure gestion du risque de cette industrie.

[1] Fédération québécoise des municipalités, Union des municipalités du Québec, Alberta, Colombie Britannique, États de Pennsylvanie et de New York.

[2] Municipalités visitées : Fortierville, La Présentation, La Visitation-de-Yamaska, Saint-Antoine-sur-Richelieu, Saint-Denis-sur-Richelieu, Saint-François-du-Lac et Saint-Hyacinthe.

14.2.3 Risques liés à la contamination de l'eau

- Les possibilités de contamination des eaux souterraines et de surface sont réelles. De telles contaminations sont survenues suite à des accidents au moment de la fracturation avec le rejet des boues et des produits de fracturation, lors d'une fuite de gaz dues à la défaillance des infrastructures et pendant les opérations normales.
- Des cas de contamination sont survenus à cause de problèmes d'étanchéité des coffrages des puits d'extraction.
- Une hypothèse controversée suggère la migration accélérée des contaminants contenus dans la roche-mère vers la surface à travers des failles ou fissures causées ou accentuées par la fracturation hydraulique. Elle reste à confirmer ou infirmer par de nouvelles recherches.

14.2.4 Risques d'effets sur la qualité de vie

- L'augmentation de la circulation, le bruit, la luminosité intense et les vibrations causées par ces activités industrielles occasionnent des nuisances pour la population avoisinante.
- L'effet de *boomtown* (ville champignon) observé entraîne des effets socioéconomiques, culturels et psychologiques selon le profil de la communauté d'accueil, les infrastructures, les services offerts et le niveau de préparation des autorités.
- Une pénurie de logements, l'augmentation du coût des biens et des services, l'augmentation des tensions et des conflits ont été constatés, causant chez certaines personnes du stress, de l'anxiété, de l'angoisse de même que des sentiments de perte de confiance et de perte de contrôle.

Selon les règles de l'art, réaliser une évaluation d'impact avant l'arrivée de l'industrie permet habituellement de prévenir certains des effets sociaux et psychologiques. Il faut donc poursuivre les travaux de recherche afin, entre autres, de suivre l'évolution des recherches scientifiques, de documenter et de rendre accessibles les données associées à l'exposition aux divers facteurs de risque et d'établir des mesures de prévention et de protection pour limiter les risques à la santé.

Constats

- Une meilleure gestion du risque à la santé serait favorisée par une analyse des effets cumulatifs, la mesure préalable des polluants, la prise en compte des distances séparatrices entre les sites et les zones habitées ainsi que la considération des effets indirects à la santé associés aux GES.
- Une évaluation d'impact avant l'arrivée de l'industrie pourrait permettre de prévenir certains des effets sociaux et psychologiques.
- Des effets tels que la pénurie de logements, l'augmentation du coût des biens et des services, l'augmentation des tensions et des conflits entre les citoyens et les entreprises ont été constatés dans certaines communautés où l'industrie s'est implantée, causant chez certaines personnes du stress, de l'anxiété, de l'angoisse ainsi que des sentiments de perte de confiance et de perte de contrôle.
- L'encadrement de l'industrie et le resserrement de la législation et des mesures d'urgence et de surveillance s'avèrent des moyens efficaces de prévention et d'atténuation des accidents environnementaux.
- Il y a un manque évident de connaissances sur la nature, les quantités ainsi que les procédures de manipulation et de transport des substances chimiques utilisées par l'industrie gazière. Il est donc difficile d'évaluer le niveau potentiel d'exposition des travailleurs et de la population environnante à ces substances et de faire l'évaluation des risques.
- Une hypothèse controversée suggère la migration accélérée des contaminants contenus dans la roche-mère vers la surface à travers des failles ou fissures causées ou accentuées par la fracturation hydraulique. Elle reste à confirmer ou infirmer par de nouvelles recherches.
- Il faut continuer de suivre l'évolution des recherches scientifiques, de documenter et rendre accessibles les données associées à l'exposition aux divers facteurs de risque et de mettre en place des mesures de prévention et de protection pour limiter les risques à la santé.

15. La pertinence socioéconomique de l'exploitation du gaz de schiste

15.1 Le contexte général

Dans son rapport déposé à l'Assemblée nationale le 30 mars 2011, le Vérificateur général du Québec (2011) notait qu'un certain nombre de facteurs rendait difficile l'évaluation des bénéfices d'un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec : manque de connaissances sur le potentiel gazier du sous-sol québécois et sur la capacité de développer une industrie locale de services adaptée à ce secteur, variation constante des prix du gaz, etc.

Le Vérificateur général soulignait également l'importance d'une internalisation des coûts par l'industrie, d'un arrimage entre les compensations versées à la société et les risques auxquels celle-ci est exposée et d'une participation des instances locales et régionales dès la planification de l'exploration.

Le BAPE tirait une série de constats de son analyse. Sur le plan des aspects économiques et des potentiels scénarios de développement à court ou moyen terme, on pouvait notamment lire :

> *Toutefois, comme il n'y a pas encore de production de gaz naturel au Québec, il s'agit maintenant de déterminer, en vertu du principe « efficacité économique », les obstacles et les avantages concurrentiels du Québec pour l'exploitation de cette ressource, notamment par rapport aux autres régions productrices de gaz naturel en Amérique du Nord.*

L'évolution récente de la filière des énergies non conventionnelles, qu'il s'agisse de gaz naturel de schiste ou de pétrole de schiste, démontre qu'il y a actuellement une véritable compétition entre les États, provinces ou pays ayant un potentiel non exploité pour mettre en place un régime de redevances attrayant et compétitif afin d'attirer les investissements dans ces champs d'exploration. Il n'est jamais facile, en présence d'une industrie en pleine évolution, de trouver une formule qui permet d'atteindre cet équilibre entre gains privés et gains sociaux, sans compter que celui-ci varie en fonction des politiques énergétiques et environnementales des gouvernements ainsi que de leurs réactions aux pressions sociopolitiques.

Partant du fait que les retombées économiques et les revenus de l'État dans le domaine des ressources naturelles dépendent largement de l'évolution des prix, le BAPE constatait que tout régime de redevances futur devrait tenir compte de plusieurs facteurs. En effet, le seuil de rentabilité des entreprises et la rentabilité pour la société doivent mener à un équilibre qui permettrait à tous les acteurs de maximiser leurs revenus tout en assurant le maintien à terme de cet équilibre. La révision du régime de redevances devrait donc se faire dans le cadre d'une analyse plus large qui tiendrait compte de l'ensemble des aspects financiers et économiques encadrant la mise en place d'une production gazière, notamment le niveau de droits exigés lors de l'attribution des droits d'exploration et la forte concurrence actuelle dans ce marché. Une telle analyse permettrait la mise en place d'un nouvel encadrement réglementaire revu et mis à jour qui viserait à maximiser, dans un cadre compétitif, le potentiel de revenus pour la société québécoise sans pour autant compromettre la compétitivité des entreprises.

15.2 La recherche du savoir

Les considérations économiques jouent un rôle prédominant dans un dossier énergétique, peu importe la filière sur laquelle on se penche. Le Comité a donc établi un cadre général pour évaluer la pertinence socioéconomique de la

filière des gaz de schiste comme prévu par son mandat. Il a fallu établir le potentiel gazier, déterminer les retombées économiques et des avantages-coûts, puis établir un cadre pour la rente et les externalités. Compte tenu de l'aspect prospectif du travail et des contraintes de temps, le Comité a été limité dans ses travaux, certaines études étant préalables à d'autres, plus difficiles à réaliser dans le temps imparti, sans compter la nécessité de tenir compte d'un environnement réglementaire et économique très volatil.

Afin d'approfondir ses connaissance sur le domaine du gaz naturel, le Comité a commandé deux études sur la situation du marché et sur la pertinence socioéconomique de la filière dans le contexte québécois (études EC1-1 et EC1-2). Il importe d'avoir une vision la plus large possible du cadre économique et concurrentiel dans lequel évolueraient les entreprises qui s'installeraient au Québec.

Le Comité a concentré ses travaux sur le territoire visé par ses scénarios, essentiellement le territoire couvert par les régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches. Les études commandées ont donc pour cadre géographique et socioéconomique une région et non tout le territoire du Québec. Les retombées économiques, les redevances et autres revenus ont une portée qui peut varier selon l'ampleur du développement de l'industrie. Une redevance ira a priori à l'État, qui en disposera, mais certaines retombées économiques seront surtout régionales.

Par ailleurs, la pertinence socioéconomique a une portée plus nationale, de même que les conditions assurant une maximisation des bénéfices et l'éventuel partage de la rente. Comme le plan de réalisation du Comité le précise, les analyses tiendront compte du contexte plus général de l'insertion de la filière gazière au sein de la politique énergétique québécoise.

L'évolution récente du secteur gazier non seulement en Amérique, mais pratiquement partout dans le monde pointe vers une véritable refonte de la toile énergétique. Durant ses travaux, le Comité a été à même de constater la quantité impressionnante d'études réalisées dans tous les secteurs énergétiques, mais en particulier autour des enjeux liés au gaz naturel de sources non conventionnelles. De plus, des institutions comme l'Environmental Protection Agency (EPA) aux États-Unis, la Communauté européenne, par l'entremise de diverses instances, et une myriade de regroupements de chercheurs dans des universités se sont donné comme mission de faire avancer le savoir dans le domaine.

15.3 La politique, les besoins et la production énergétiques du Québec

En 2013, le gouvernement a mis en place une commission sur les enjeux énergétiques en préparation à l'élaboration d'une nouvelle politique énergétique, qui est prévue pour 2014. Cette nouvelle vision stratégique remplacera celle qui avait été adoptée en 2006 et qui ne tenait pas compte de l'industrie du gaz de schiste.

Dans les principaux énoncés de la stratégie énergétique 2006-2015 pouvant contribuer à la sécurité énergétique, on retrouvait, outre la sécurité des approvisionnements, une volonté de diversifier les sources, de maximiser le potentiel hydroélectrique et de continuer à miser sur les exportations ainsi qu'un engagement envers l'efficacité énergétique.

Bien que le paysage énergétique nord-américain ait bien changé depuis 2006, en particulier à cause de l'arrivée massive de l'industrie du gaz de schiste, les objectifs de la stratégie énergétique du Québec, incluant celui de la sécurité énergétique, demeurent. Les travaux du Comité visent avant tout à aider à situer le Québec sur cet échiquier énergétique en évolution constante et à éclairer la collectivité et les élus sur le rôle potentiel de cette nouvelle filière dans notre paysage énergétique.

15.3.1 L'évolution du marché nord-américain

Au cours des cinq dernières années, les marchés de l'énergie en général et du gaz naturel en particulier ont connu une véritable effervescence. Ainsi, bien que la plupart des exercices de prévision concernant l'évolution de ces marchés entrepris par différents organismes privés, gouvernementaux et académiques s'entendent sur les grandes tendances, ils mettent en garde le public sur les aléas de telles prévisions.

Bien que le prix du gaz soit intimement lié aux fluctuations de l'offre et de la demande, plusieurs autres facteurs entrent en ligne de compte, notamment l'évolution de la réglementation et, au premier chef, de la réglementation environnementale.

De plus, on ne peut ignorer l'évolution des marchés mondiaux du gaz, même si a priori il s'agit de marchés continentaux. Les derniers travaux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)[1] pointent vers une hausse constante de la demande en énergie. Cependant, pendant que certains secteurs, comme les énergies renouvelables, progressent rapidement, d'autres, comme le charbon, verront leur marché basculer vers de nouveaux joueurs. On estime notamment que l'Inde deviendra d'ici 20 ans le premier utilisateur de charbon devant la Chine. La demande accrue d'énergie de toutes sortes viendra de l'Asie et les États-Unis pourraient alors réorienter leur production accrue de gaz naturel non conventionnel vers l'exportation en direction de ces pays. Il est encore trop tôt pour dire quel sera l'impact de cette demande accrue sur le prix nord-américain du gaz non conventionnel (4 $ le million de Btu en 2013), mais celui-ci pourrait très bien se réorienter vers un prix d'équilibre se situant entre les prix asiatiques (16 $ le million de Btu en 2013 au Japon) et les prix européens qui sont actuellement à mi-chemin entre ces deux extrêmes (11 $ le million de Btu en 2013).

Il faut également tenir compte de l'éventuelle arrivée d'une taxe sur le carbone que l'AIE estime incontournable et nécessaire. Même si cette taxe affecterait beaucoup plus le prix du pétrole et du charbon que celui du gaz naturel, elle pourrait avoir un effet à la hausse sur le prix du gaz naturel dont la demande augmenterait inévitablement dans un tel contexte.

15.3.2 L'environnement réglementaire

L'évolution de l'environnement réglementaire agira sur la demande au cours des dix prochaines années. L'évolution récente des techniques d'exploration, de forage et de transport du gaz naturel pointe déjà vers une nécessaire mise à jour presque continue des lois et règlements qui encadrent ce secteur. Le Comité a été à même de constater lors de ses missions à quel point ce domaine évolue rapidement[2]. Des régions comme l'Alberta ou la Colombie-Britannique, au Canada, ont procédé récemment à la mise en œuvre de règlements qui encadrent d'une façon assez exhaustive toutes les facettes de l'industrie, de l'exploration à la distribution, en passant par l'exploitation des puits eux-mêmes[3].

Dans d'autres milieux, notamment en Pennsylvanie, le Comité a pu constater que l'évolution réglementaire a été assez inégale. Les impacts sociaux et environnementaux ont souvent été négligés et le phénomène du *boom and bust,* c'est-à-dire l'enchaînement de phases consécutives d'expansion et de contraction économiques, est venu accentuer, pour certaines communautés, les conséquences parfois néfastes associées à l'industrie du gaz de schiste.

[1] On peut consulter à cet effet le document prospectif de l'AIE au www.worldenergyoutlook.org/.
[2] On peut consulter les rapports de missions du Comité sur le site Web de l'ÉES au www.ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca.
[3] On peut se référer au chapitre 3 sur la législation pour un regard plus élaboré sur les autres États.

D'un point de vue économique, le Québec doit être à l'avant-garde dans le domaine réglementaire. Partant du fait que la demande et l'offre de gaz naturel, peu importe sa provenance, pourrait être à la hausse à moyen terme, il importe de s'intéresser dès maintenant à ce secteur qui prendra vraisemblablement plus d'importance au cours des prochaines années. Le Québec doit être prêt à toute éventualité et veiller à instaurer un cadre législatif et réglementaire moderne et efficace qui tient compte des connaissances et informations les plus à jour.

15.3.3 La place du gaz naturel dans le bilan énergétique du Québec

En 2012, le gaz naturel représentait environ 13 % du bilan énergétique global du Québec, la majorité de ce volume étant utilisé par le secteur industriel (50 % du gaz distribué au Québec) et les secteurs commercial et institutionnel (40 %). Le marché résidentiel ne représentait que 10 % de la demande. Ces proportions ont été assez stables au cours des années et les experts ne prévoient pas d'évolution importante de ces parts de marché, ni de la demande globale, pour les années à venir (étude EC1-1).

Jusqu'à très récemment, la quasi-totalité du gaz naturel consommé au Québec provenait de l'Ouest canadien via l'unique réseau de gazoduc exploité par TransCanada Pipeline (TCPL). Cette donne risque de changer à court terme. En effet, lors de différentes rencontres avec des organismes tel l'Office national de l'énergie (ONÉ)[4], le Comité a été à même de constater que les marchés de l'Ouest canadien se redirigent vers les zones en forte croissance de l'Asie, via le transport maritime par méthaniers, et également vers la demande croissante en énergie qui vient avec l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta.

Gaz Métro a d'ailleurs déjà entrepris de diversifier ses achats et de se détacher graduellement de sa source majeure et traditionnelle d'approvisionnement en Alberta. Ainsi, une partie sans cesse croissante des approvisionnements du Québec proviendra des marchés gaziers du sud de l'Ontario et des principaux terminaux du nord-est de l'Amérique. Selon le principal distributeur de gaz naturel au Québec, une partie de ces volumes de gaz proviendra de la production de gaz de schiste aux États-Unis, le shale de Marcellus en Pennsylvanie étant la source la plus proche.

15.3.4 La demande au Québec

Les besoins en gaz naturel pour l'ensemble du Québec sont restés stables. Bien qu'il y ait encore un potentiel important de substitution de pétrole lourd, sur la Côte-Nord en particulier, la demande a peu évolué depuis une dizaine d'années. Il faut ajouter que le marché potentiel de la Côte-Nord n'est pas raccordé au réseau actuel de distribution du gaz.

Le Comité a mandaté une expertise sur divers scénarios de consommation de gaz naturel pour cette durée (étude EC2-3). Cette analyse a été complétée par un portrait de la situation énergétique en Amérique, son évolution prévisible et ses effets potentiels sur la stratégie énergétique québécoise à court et moyen terme.

Selon les experts consultés, la substitution potentielle entre les principales sources d'énergie semble limitée. Ainsi, bien que le gouvernement du Québec prône une électrification du transport, il est difficile d'estimer l'impact d'une telle politique. Le parc automobile actuel ne compte que quelques milliers de véhicules hybrides ou tout électriques et l'électrification du transport en commun en est à ses tout débuts. Par ailleurs, la transition vers le gaz naturel du secteur du camionnage lourd grâce au projet de la route Bleue qui reliera éventuellement Toronto et Québec via l'autoroute 401, en Ontario, et l'autoroute 20, au Québec, est déjà amorcée. Cependant, quel que soit le potentiel

[4] Consulter le site Web de l'ÉES au www.ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca.

d'une substitution et son effet de diminution des GES dans le secteur des transports, il reste limité et difficile à estimer pour le moment.

Un potentiel du marché de substitution vers le gaz naturel des industries lourdes sur la Côte-Nord offrait des perspectives pour Gaz Métro, mais il semble que ce marché se soit temporairement refermé suite à l'évolution d'un contexte défavorable du secteur minier en particulier. En matière d'importance de transition énergétique et de réduction du bilan de GES du Québec, c'est dans le transport que réside le plus gros potentiel.

15.3.5 Le potentiel gazier

Au Québec, les travaux d'exploration n'ont pas encore permis de préciser le potentiel gazier du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent et il n'existe pas encore de données officielles (Office national de l'énergie, 2011) estimant les réserves ou les ressources en place techniquement et économiquement récupérables[5]. Les données utilisées pour estimer le potentiel gazier ont été tirées de l'étude P-1.

Les auteurs se basent sur les données parcellaires existantes qu'ils ont appliquées sur une subdivision des surfaces du shale d'Utica établie à partir d'une interprétation du potentiel à l'échelle des basses-terres du Saint-Laurent. Après avoir divisé le territoire, les auteurs estiment entre 100 billions de pieds cubes (Tpi^3) et plus de 300 Tpi^3 le potentiel de gaz en place. En appliquant des facteurs de récupération évalués entre 15 et 20 % selon les zones, la portion techniquement récupérable de la ressource se situerait entre 22 et 47 Tpi^3.

Les auteurs soulignent que cette estimation est sujette à une grande incertitude et pourrait être revue à la hausse ou à la baisse à la lumière de nouvelles connaissances.

15.3.6 Le prix du gaz

La prévision de l'évolution des prix du gaz demeure un exercice hautement spéculatif. En effet, plusieurs facteurs économiques, mais aussi sociaux et environnementaux, peuvent influencer les prix à la hausse ou à la baisse. L'observation des prix passés révèle la grande variabilité des prix au cours des dix dernières années (de 2 à 15 $ par mille pieds cubes [kpi^3]). Par ailleurs il est probable que l'évolution du marché américain du gaz naturel et sa possible orientation vers un marché d'exportation puissent mettre fin au marché strictement continental et aboutir à une stabilisation à moyen terme des prix sur l'ensemble des marchés du gaz naturel.

L'observation des prix à terme du gaz en Amérique du Nord peut également donner une idée de l'évolution future des prix, mais sur une très courte période de temps seulement. Une étude comparative réalisée par la firme spécialisée Schlumberger en 2010 portant sur plusieurs shales exploités commercialement aux États-Unis conclut que le seuil de rentabilité des puits sur ces différents shales oscille entre 4 et 6 $/kpi^3.

Malgré une tendance à conclure à un maintien des prix tout près ou sous les niveaux actuels, on peut imaginer que l'évolution vers le haut du prix du gaz naturel entraînera éventuellement de nouveaux investissements. Pour le moment il est difficile de prévoir avec un degré élevé de certitude l'évolution des prix à long terme. Par ailleurs, il peut s'avérer qu'à un prix donné, une entreprise estimera rentable d'exploiter un secteur qu'un concurrent négligerait sur la base d'une autre stratégie commerciale.

[5] Voir également www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/reserves-de-gaz-dans-le-monde.

15.4 La rente

Comme le rappelle le commissaire au développement durable, la rente associée à une ressource naturelle correspond à la valeur nette de la ressource sur le marché une fois tous les coûts déduits (Vérificateur général, 2011). C'est à l'État, propriétaire de la ressource, de déterminer de quelle manière cette rente sera calculée et répartie entre les agents. Dans son rapport, le commissaire avait noté que « des défis importants devront être relevés à court terme de façon à ce que la rente économique anticipée ne soit pas perdue en grande partie » (Vérificateur général, 2011). Plusieurs préoccupations ont été soulevées à l'occasion des audiences publiques du BAPE concernant la gestion de la rente, et plus spécifiquement les redevances. Le rapport du BAPE propose notamment que :

> *Le cadre envisagé devrait viser à conserver la ressource à long terme pour en tirer un bénéfice collectif optimal, et ce, tout en maximalisant les revenus de redevances. Ce régime équilibré devrait stimuler l'exploration tout en décourageant une exploitation trop rapide.* (BAPE, 2011)

C'est que l'exploitation d'une ressource non renouvelable pose des questions fondamentales dans une perspective de développement durable et d'équité intergénérationnelle :

- Doit-on exploiter la ressource maintenant ou reporter son exploitation dans le temps alors que les conditions pourraient être plus favorables?
- Si on choisit de l'exploiter maintenant, la ressource ne sera plus disponible pour les générations futures. Comment alors traiter cette question dans une perspective de développement durable?

15.4.1 Le partage de la rente

Une rente économique peut être dégagée pour autant que le prix de la ressource fixé à l'échelle internationale soit plus élevé que son prix de revient, c'est-à-dire son coût de production et de distribution. Le partage et l'utilisation de cette rente constituent un enjeu crucial tant sur le plan de l'apport de l'exploitation éventuelle de la ressource à la richesse collective du Québec que sur le plan de son acceptabilité sociale. Cette rente peut être appropriée par l'État au nom des citoyens au moyen de divers outils économiques.

Lorsque le propriétaire de la ressource en est aussi l'exploitant (comme c'est le cas de plusieurs pays de l'OPEP)[6], il lui est aisé de capter la totalité de la rente. Lorsque, comme au Québec, le propriétaire de la ressource, l'État, laisse à d'autres (des entreprises privées qui disposent des connaissances et de la technologie nécessaires) le soin de l'exploiter, se pose alors la question sur la façon d'assurer le captage et la répartition de la rente. Le partage de la rente fait également intervenir la question des compensations pour les externalités produites par l'exploitation de la ressource. Ces compensations doivent être directement corrélées aux externalités subies et être fixées selon les résultats d'une évaluation détaillée des coûts environnementaux, sociaux et économiques associés au développement de la filière.

[6] OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

Encadré : Les externalités

Selon l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE), les externalités font référence à des situations où des effets résultant de la production ou de la consommation de biens et services imposent des coûts ou des avantages à d'autres agents, alors que les coûts et les avantages ne sont pas reflétés dans les prix de ces mêmes biens et services.

L'internalisation des externalités, c'est-à-dire l'opération consistant à rendre imputables des externalités les agents qui en sont à l'origine, se heurte à l'épineux problème de leur comptabilisation. L'étude intitulée *Détermination des externalités associées au développement durable de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire* (EC2-5b, EC4-3 et EC4-7) recense plusieurs techniques de calcul et propose un cadre d'évaluation des externalités associées à l'industrie du gaz de schiste. Elle répertorie également diverses techniques d'internalisation des externalités, parmi lesquelles la réglementation, les instruments de marché, le système judiciaire et la négociation sociale.

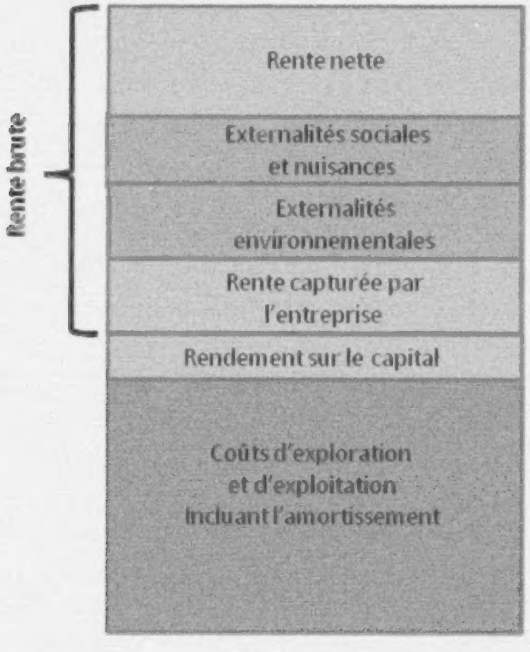
Aux États-Unis comme au Canada, le cadre législatif et réglementaire des activités liées à l'exploration, au développement et à l'exploitation du gaz de schiste est décentralisé. Le paysage réglementaire est par conséquent disparate, mais il semble converger, particulièrement aux États-Unis où l'arrivée massive de l'industrie du gaz de schiste force une remise en question du cadre d'évaluation des impacts environnementaux.

Pour bien comprendre les enjeux sous-jacents à la modernisation actuellement en cours des régimes de rente, deux niveaux d'analyse doivent être distingués : 1) la compensation des externalités aux acteurs qui les supportent ; 2) la distribution des bénéfices nets de l'exploitation entre les acteurs sociaux et économiques.

Encadré : Rente et équité

Il existe de nombreux instruments économiques permettant de capter ce qui peut être considéré comme une rente équitable. Ces instruments peuvent être appliqués aux différentes étapes d'exploration, de développement et d'exploitation d'un projet et font partie de la fiscalité entourant le fonctionnement de l'industrie. Ces instruments peuvent même prendre la forme d'incitatifs fiscaux, ou autres, qui viennent soutenir l'industrie dans son développement et qui sont alors vus comme des investissements gouvernementaux dans le prélèvement de rentes futures.

Figure 15.1 : Notion de rente économique



Source : Tiré du document couvrant les études EC2-5b, EC4-3 et EC4-7

En théorie, la rente nette éventuellement perçue par le gouvernement correspondra à la valeur résiduelle après déduction des coûts d'exploration et d'exploitation et après que toutes les externalités auront été internalisées à un niveau jugé socialement acceptable.

Ce niveau dépendra notamment de l'état des connaissances, de la réglementation en place et de la qualité des instruments utilisés pour gérer les risques à court et long terme. Le recours aux instruments économiques qui s'inspirent des mécanismes du marché est considéré comme plus efficace pour atteindre les objectifs fixés.

Les gouvernements peuvent prendre une part plus active dans le développement de la ressource grâce à une participation dans les projets, par exemple, ou en créant une entreprise gouvernementale.

Les instruments disponibles sont décrits sommairement dans le tableau qui suit.

Tableau 15.1 : Type d'instruments de captation de la rente

Régimes de redevances/taxation
Droit d'exploration
Bail — Forage et complétion
Bail d'exploitation
Droit gazier – Redevance ▪ Basée sur le volume de production ▪ Basée sur la valeur de la production ▪ Basée sur les profits
Impôt sur le revenu des corporations
Taxe spéciale sur les profits extraordinaires (rente de la ressource)
- Incitatifs — Dépenses fiscales -
Impôt sur le revenu des particuliers
Régimes de participation gouvernementale
Contrat de partage de la production
Prise de participation dans un projet particulier
Entreprise publique – participation majoritaire du gouvernement

Comment déterminer la répartition équitable de la rente, en établissant notamment la « juste part » qui doit revenir à l'État? Plusieurs facteurs doivent être pris en considération, dont certains peuvent entrer en conflit. L'internalisation des externalités n'est pas nécessairement facile à concilier avec l'attractivité d'un régime de redevances pour des investisseurs. Si des considérations locales et des coûts objectifs entrent assurément dans l'équation, la configuration d'un régime de redevances ne peut faire l'économie d'un positionnement réfléchi en regard des régimes en place dans d'autres États. Toutefois, l'établissement de règles du jeu claires est essentiel aux entreprises afin de leur permettre d'établir leur seuil de rentabilité et de mesurer les risques financiers.

L'exercice de comparaison s'avère néanmoins complexe. Chaque État a des caractéristiques propres (propriété de la ressource, importance des réserves, niveaux de risque, réglementation, etc.) qui influencent le calcul et déterminent les techniques de captage de la rente. Ainsi, selon les caractéristiques, les composantes du revenu gouvernemental découlant de l'exploitation de la ressource peuvent être de plusieurs ordres : redevance de base sur la production ou sa valeur, divers prélèvements sur les profits, tel l'impôt sur les revenus des corporations et une taxe spéciale sur les profits, partage des profits de la production, prise de participation de l'État et autres instruments quasi fiscaux issus de baux, de loyers, etc.

15.4.2 L'affectation de la part gouvernementale de la rente

Dans le cadre du discours sur le budget 2009-2010, le gouvernement du Québec a annoncé qu'afin d'assurer aux Québécois un profit maximal sur la ressource dont ils sont collectivement propriétaires, la modernisation du régime de redevances sur le gaz naturel devait être guidée par plusieurs principes : l'équité, la prévisibilité, la simplicité et la compétitivité.

L'affectation des sommes prélevées par le système fiscal est une question cruciale qui a autant d'importance que le prélèvement. Une première distinction s'impose entre les cas des ressources renouvelables ou non renouvelables. Dans le cas des ressources non renouvelables, au fur et à mesure que la ressource est exploitée, ses réserves sont réduites au détriment des générations futures. La configuration de la rente doit permettre d'assurer le développement durable et l'équité intergénérationnelle, tout en tenant compte du contexte de volatilité

des prix et, par conséquent, des revenus. L'émergence de fonds de ressources naturelles depuis une vingtaine d'années est une tentative de réponse à ces enjeux et défis[7].

Par ailleurs, l'affectation des revenus pose également la question de la part qui doit être réservée à la consommation (budget courant), à la dette (legs des générations passées), au traitement des externalités résiduelles, au partage avec les communautés régionales et locales, notamment sur le territoire desquelles les ressources sont extraites, et même directement avec les citoyens (partage de la richesse, équité verticale).

15.4.3 La rente dans d'autres États

Beaucoup de changements se sont opérés au cours des cinq dernières années dans les différents États en Amérique du Nord en ce qui a trait aux régimes de prélèvement des rentes de ressources non renouvelables, et particulièrement du pétrole et du gaz, notamment à cause des préoccupations du public à l'égard de la part de la rente qui est prélevée par le gouvernement.

Le régime de propriété du sol, qui comprend celui du sous-sol, est assez unique aux États-Unis. Ce régime a une influence déterminante sur la captation de la rente par les États américains. En fait, dans les cas de propriétés privées, les États taxent la rente captée par les exploitants au moyen de la « severance tax » (une taxe d'indemnité sur la valeur de la production) et de l'impôt sur le revenu des corporations. Par ailleurs, l'impôt sur le revenu des particuliers prélève une partie de la rente du propriétaire, puisqu'il tire directement un revenu de la ressource qui se trouve sous sa propriété.

D'autres territoires, notamment la Colombie-Britannique, utilisent un système d'enchères pour attribuer les droits d'exploration et d'exploitation. Il s'agit de la façon la plus efficace de capter la rente différentielle[8]. De plus, un tel système permet de tenir compte de la sévérité des contraintes liées à la mise en valeur de la ressource. Plus ces contraintes sont sévères, moins les prix d'offre d'achat seront élevés. En théorie, si les enchères se réalisent dans une situation de pure concurrence, ce système assure que le gouvernement capte le maximum de la rente différentielle. En contrepartie, à moins de disposer d'un flux régulier de droits d'exploration à offrir à l'enchère, les revenus tirés de ces droits peuvent être très variables. En attribuant la plupart des droits d'exploration sur la base du premier arrivé premier servi, le gouvernement limite le prélèvement de la rente différentielle.

Il faut aussi souligner que les frais administratifs inhérents à l'encadrement de l'industrie doivent être assumés par les exploitants.

15.4.4 Les communautés régionales

Très peu de mécanismes permettent aux gouvernements locaux ou régionaux de prélever les sommes nécessaires pour compenser les diverses externalités, notamment l'usure des infrastructures, occasionnées par l'arrivée d'une grande industrie. Le nouveau gestionnaire public de l'Alberta (Alberta Energy Regulator), entièrement financé par des prélèvements auprès des entreprises, en est un bon exemple. Certains États américains, la Pennsylvanie notamment, ont mis en place des mécanismes qui pallient un peu ces besoins. Règle

[7] Le terme « fonds souverains » (*Sovereign Wealth Funds*) est souvent utilisé pour désigner les fonds de ressources naturelles. Cependant, le terme « fonds souverains » est plus générique puisqu'il recouvre des fonds, créés par des États, qui sont alimentés par d'autres sources que les rentes de ressources naturelles. On pense à des fonds de devises étrangères comme celui de Singapour ou de la Chine, par exemple. Les fonds publics de pension sont considérés comme une catégorie distincte.

[8] La rente différentielle est l'excédent de profit sur le profit moyen, obtenu dans les exploitations où les conditions de production sont plus favorables.

générale, ce sont les pouvoirs centraux qui assurent les prélèvements et redistribuent les sommes prélevées aux régions affectées. Finalement, dans le cas du suivi des travaux et des activités d'entretien ou de nettoyage, de fermeture ou de restauration des sites, les recettes varient selon les territoires. L'Alberta, ainsi que certains États américains, ont mis en place un cadre réglementaire strict concernant les puits fermés ou abandonnés.

15.5 L'analyse avantages-coûts

15.5.1 Facteurs et variables considérés dans l'analyse avantages-coûts et méthodologie

Aux fins de l'analyse avantages-coûts (AAC), les coûts d'investissement sont basés sur ceux d'une entreprise déjà engagée dans l'exploration du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent et qui a procédé à des estimations de coûts moyens par puits pour ses propres scénarios de développement[9]. Les coûts retenus n'incluent que les coûts privés assumés par les entreprises. Les autres coûts, notamment les coûts publics et ceux associés aux externalités, sont analysés dans le cadre d'autres études (études EC2-1, EC2-5b, EC4-3 et EC4-7).

Dans la phase d'exploration, les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits sans fracturation sont estimés à 10 M$. Les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits avec fracturation sont estimés à 20 M$. Dans la phase d'exploitation, tous les puits sont fracturés et les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits avec fracturation sont estimés à 5,75 M$. Les coûts d'exploitation sont estimés à 1,40 $ par millier de pieds cubes (1,40 $/kpi^3).

Les différences dans les coûts unitaires d'investissement lors des phases d'exploration et d'exploitation sont principalement dues au fait que de nombreux tests et calibrages (carottage, tests sismiques et microsismiques, essais de production) ont lieu lors de la phase d'exploration et que d'importantes économies d'échelle sont réalisées lors de la phase d'exploitation (coûts de préparation et de construction, équipe de forage, approvisionnement en eau, raccordement au réseau de distribution, etc.)

Un outil de modélisation sous forme de chiffrier Excel a été développé à la demande du Comité par González et Khater (2012) afin d'intégrer l'ensemble des variables décrites précédemment dans les études portant sur le projet type, les scénarios de développement et les externalités ainsi que dans l'analyse avantages-coûts. L'outil de modélisation permet, dans un premier temps, de calculer les valeurs associées à un puits type et, dans un second temps, d'agréger les données pour l'ensemble des puits visés par un scénario.

Pour chacun des scénarios de développement, l'outil permet notamment :

- de calculer les volumes totaux de gaz produits;
- de produire une courbe de déclin typique pour le shale d'Utica;
- de procéder à des analyses de sensibilité sur différentes variables;
- d'intégrer un module simulant la vitesse de déploiement des puits;
- de prendre en compte des taux d'escompte privés et publics;

[9] Il importe de noter que, comme l'expliquent González et Khater (2012), les données de coûts mentionnées dans la littérature sont « grossières, parcellaires et souvent confuses quant à la distinction entre le coût fixe de construction (du forage à la complétion, en incluant le coût des infrastructures de branchement au réseau), les coûts variables d'opération et tous les autres coûts intangibles des entreprises ».

- de calculer les taux de redevance;
- de déterminer des seuils de rentabilité.

Le régime de redevances appliqué est celui publié par le ministère des Finances dans le fascicule intitulé *Un régime de redevances juste et concurrentiel – Pour une exploitation responsable des gaz de schiste* qui accompagnait le discours sur le budget 2011-2012. Selon le ministère des Finances, ce nouveau régime de redevances, fondé sur un taux progressif dépendant du prix de la ressource et de la productivité du puits, entrera en vigueur une fois que sera terminée l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste et que l'encadrement légal et réglementaire aura été adapté à ses conclusions.

En vertu de ce nouveau régime, le taux de redevance variera en fonction du prix de la ressource et de la productivité des puits et se situera entre 5 % et 35 %. Dans la présente étude, les redevances sont ainsi automatiquement calculées à partir des recettes et dépenses nettes générées par les scénarios examinés.

Les principaux facteurs dont il faut tenir compte dans une AAC sont résumés dans le tableau 15.2.

Tableau 15.2 : Facteurs pris en compte dans l'analyse avantages-coûts

Avantages	Coûts
Redevances	---
Profits québécois	---
Taxes et impôts	---
Crédits fiscaux aux détenteurs québécois d'actions accréditives	Comblement du manque à gagner produit par le Programme d'actions accréditives
Salaires	Salaire de réserve
---	Dégradation de l'environnement
Compensations aux résidents	Inconvénients pour les résidents
---	Coûts externes
---	Risques particuliers
Valeur des permis	Structure réglementaire
---	Transport du gaz
Fonds de compensation	Risques généraux
	Émissions de GES

Source : Inspiré de l'étude EC2-4

L'AAC de l'exploitation du gaz de schiste doit se concentrer sur les avantages et les coûts pour la société québécoise prise dans son ensemble. De surcroît, les externalités doivent également être monétarisées et incorporées à l'analyse. Voici les principaux paramètres qui ont été retenus dans le cadre de l'AAC par les experts mandatés par le Comité.

Tableau 15.3 : Paramètres pris en compte dans l'analyse avantages-coûts

Variable	Valeur retenue
Redevances d'exploitation	Nouveau régime publié par le ministère des Finances, budget 2011-2012
Redevances pour l'utilisation de l'eau	Prélèvements d'eau (redevance pour l'utilisation de l'eau par le secteur des hydrocarbures, Gouvernement du Québec, 0,07 $/m^3)
Gestion de la qualité de l'eau	Qualité de l'eau souterraine (projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, Gouvernement du Québec, 2013; coût initial de 128 000 $ et coût de suivi de 98 000 $ répartis sur 10 ans)
Profits québécois	Part des profits après impôts des entreprises québécoises
Impôts	Impôts fédéral et provincial combinés de 26,9 %
Salaires	Augmentation du salaire par rapport au salaire de réserve
Réglementation	Coût net de la réglementation (valeur des permis moins coûts administratifs)
Externalités	Coût social du carbone (US EPA, 2013), soit 46 $ par tonne de CO_2
	Qualité de l'air (Litovitz et coll., 2013)
	Diminution d'aménités environnementales, biens et services écosystémiques liés à la destruction de certains milieux naturels (Ouranos, 2013)
	Nuisances pour les résidents (odeur, bruit, poussière, vibration, perte d'accès, trafic, etc.)

Source : Inspiré de l'étude EC2-4

À noter que les avantages découlant de l'exploitation du gaz de schiste pour la société québécoise qui sont considérés proviennent exclusivement de la rente associée à la ressource extraite. Cette rente est répartie en profits pour l'entreprise, en redevances et impôts pour le gouvernement et en salaires plus élevés pour les travailleurs de l'industrie. Si l'industrie propose à certains travailleurs québécois des emplois mieux rémunérés que ceux qu'ils pouvaient auparavant occuper, les gains de rémunération par rapport à leur salaire précédent sont comptabilisés comme un avantage.

Deux scénarios ont fait l'objet d'une AAC, soit celui du développement à petite échelle (scénario 3 : 1 000 puits sur 10 ans) et celui du développement à grande échelle (scénario 5 : 9 000 puits sur 20 ans).

15.5.2 Les résultats de l'analyse avantages-coûts

Du point de vue de l'industrie, les données utilisées pour les coûts d'exploitation ainsi que celles sur les prix du gaz prévus dans les prochaines années laissent présager que l'exploitation du gaz de schiste n'est pas rentable au niveau privé selon les différents scénarios de développement analysés. Cette situation est principalement attribuable au niveau de prix très bas observé pour le gaz naturel sur les marchés nord-américains suite à l'accroissement fulgurant de la capacité de production de gaz de schiste aux États-Unis. Or, comme le démontre les diverses projections effectuées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) il semble très peu probable que les prix du gaz augmentent dans un horizon de 20 à 30 ans (étude EC1-2). Il faut toutefois se garder d'en conclure qu'aucune entreprise ne serait intéressée à se lancer dans des activités d'exploration ou d'exploitation puisque les stratégies d'affaires financières ou commerciales, entre autres, diffèrent passablement entre les compagnies.

En regard des paramètres retenus dans le scénario de référence, qui prend en compte les prix projetés par l'AIE, la valeur sociale nette de l'exploitation du gaz de schiste au Québec serait négative, soit de l'ordre de -397 M$ pour le scénario 3 et de -3,3 G$ pour le scénario 5. En prenant comme hypothèse des prix cibles plus élevés que ceux projetés, soit de 6,76 $/kp^3 pour le scénario 3 et de 7,84 $/kp^3 pour le scénario 5, prix qui permettraient d'atteindre une valeur privée égale à 0, la valeur sociale nette pour le Québec serait positive.

Du point de vue des facteurs environnementaux, le coût sociétal du carbone et le coût des émissions fugitives constituent les deux principales externalités ayant un impact important sur les résultats de l'analyse de sensibilité.

Compte tenu de ces considérations, il est clair que la conjoncture actuelle et prévisible concernant le prix de gaz naturel constitue une contrainte importante au potentiel de rentabilité de l'exploitation du gaz de schiste au Québec. De plus, le niveau des redevances d'exploitation a une influence marquée sur les bénéfices sociaux (75 %), mais également sur le niveau de rentabilité des investissements.

15.6 Les retombées économiques

Plusieurs études ont été consultées par le Comité et d'autres ont été commandées pour le contexte particulier de ses travaux (étude EC3-1). Les trois principales études externes examinées sont issues du contexte économique québécois.

L'étude du Canadian Energy Research Institute (CERI, 2013)[10] couvre une période de 25 ans débutant en 2012. Les retombées économiques de l'étude, pour un scénario qui permettrait la production de 500 millions de pieds cubes par jour pour un investissement de 7,9 G$, seraient de 7 G$ pour la fiscalité seule avec un potentiel d'emplois légèrement supérieur à 200 000. Pour le scénario qui permettrait la production de 1 500 millions de pieds cubes suite à un investissement de 23,8 G$, les revenus fiscaux seraient de 21 G$ pour un peu plus de 600 000 emplois créés.

Dans le cas de l'étude de SECOR (2010)[11], réalisée pour le compte de l'Association pétrolière et gazière du Québec, deux scénarios ont été utilisés : un de base et un élevé. Cette étude présente les retombées économiques dans différents secteurs, soit les revenus du gouvernement du Québec (3,2 G$), les emplois (222 400) et les retombées économiques (18,7 G$) pour les phases d'exploration et d'exploitation. La période couverte va de 2010 à 2025.

La dernière étude, celle de Mackie Research Capital (2010), fournit deux estimations quant à la valeur du gaz de schiste exploitable dans les basses-terres du Saint-Laurent. La première approche vise à évaluer la valeur actualisée nette (VAN) des investissements faits par les compagnies gazières. Selon cette méthode, la VAN de l'exploitation du schiste québécois est de 3,1 G$ sur un horizon allant de 10 à 15 ans.

L'autre méthode utilisée par Mackie Research Capital consiste à estimer la valeur totale du gaz contenu dans le shale des basses-terres du Saint-Laurent. Selon cette méthode, la valeur totale des réserves québécoises est estimée à 8,73 G$.

Le ministère des Finances du Québec annonçait, dans son budget 2011-2012, la mise en place d'un nouveau régime de redevances[12] sur le gaz de schiste. Selon les estimations du ministère[13] s'appuyant sur un prix de marché de 6,25 $/kpi^3, les revenus annuels du gouvernement passeraient de 13,7 M$, la première année, à

[10] Le CERI estime le coût de forage d'un puits (construction, forage et complétion) à 7 M$ et suppose la mise en place d'une industrie de services modérée autour du gaz de schiste. Deux scénarios sont évalués dans cette étude : le premier considère la production de 500 Mpi^3/j et le second, une production de 1 500 Mpi^3/j.

[11] SECOR détermine les retombées économiques sur la base de la structure industrielle québécoise intégrée au modèle intersectoriel 2009 de l'ISQ. Cette étude se base sur deux scénarios à l'horizon 2025 : de base (700 puits) et optimiste (2 173 puits). Elle suppose que chaque puits a un potentiel annuel de 2 Bcf. Le niveau de dépenses par puits est estimé à 7,6 M$ initialement, puis 4,2 M$ à partir de 2015.

[12] Le nouveau régime de redevances a été considéré dans la présente analyse.

[13] Selon le ministère des Finances, les réserves récupérables de gaz de schiste se situeraient entre 8 750 et 40 750 Bcf, en supposant des conditions économiques propices permettant d'exploiter 250 puits d'une capacité de 2,25 Bcf par année sur une période allant de 16 à 72 ans.

443 M$ à maturité (15 ans). Par ailleurs, un investissement annuel de 1,5 G$, qui inclut les dépenses d'exploitation et d'exploration, pourrait être réalisé à partir de la sixième année. Ces investissements annuels de 1,5 G$ permettraient de soutenir près de 11 000 emplois.

Constats

- Dans le contexte actuel, compte tenu du prix du gaz naturel sur le marché nord-américain, du niveau des redevances en place et de l'inclusion du carbone dans les coûts, le Comité constate que du point de vue de la valeur sociale, le contexte n'est pas favorable au développement de la filière au Québec.
- Compte tenu du paysage énergétique et réglementaire actuel, on ne saurait trop insister sur la nécessité pour le gouvernement du Québec de définir clairement sa stratégie de partage de la rente. L'industrie et la population doivent pouvoir compter sur un cadre réglementaire stable qui permettrait de mettre fin aux incertitudes.
- Les marchés d'exportation de l'Ouest canadien se redirigent vers les zones en forte croissance de l'Asie, via le transport maritime par méthaniers, et également vers la demande croissante en énergie (en particulier en gaz naturel) qui vient avec l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta.
- L'évolution du marché américain du gaz naturel, et sa possible évolution vers un marché d'exportation, pourrait agir sur le prix du marché continental actuel. On peut envisager dans un tel contexte une hausse graduelle des prix en fonction des rapports avec les marchés d'exportation visés, soit l'Europe et l'Asie.
- La révision du régime de redevances devrait se faire dans le cadre d'une analyse plus large qui tiendrait compte de l'ensemble des aspects financiers, économiques et sociaux encadrant la mise en place d'une production gazière, notamment le niveau de droits exigés lors de l'attribution des droits d'exploration et la forte concurrence actuelle dans ce marché.
- Deux niveaux d'analyse doivent être distingués afin de répartir équitablement les revenus tirés de l'exploitation : 1) la compensation des externalités aux acteurs qui les subissent; 2) la distribution des bénéfices nets de l'exploitation entre les acteurs sociaux et économiques.
- Un soin particulier doit être apporté à la couverture par les exploitants des frais encourus par l'administration publique pour l'encadrement réglementaire. En effet, les frais administratifs de premier niveau, mais également les interventions de l'État pour l'encadrement social entraînent des coûts. Le principe utilisateur-payeur doit être respecté dans une perspective d'équité.
- Peu de mécanismes permettent aux gouvernements locaux ou régionaux de prélever les sommes nécessaires pour compenser les diverses externalités, notamment l'usure des infrastructures, occasionnées par l'arrivée d'une grande industrie.
- Dans tous les cas, des mesures d'atténuation ou de compensation devront faire partie de la négociation sociale qu'implique l'arrivée d'une industrie lourde dans une région. De telles mesures peuvent ainsi contribuer à un niveau plus élevé d'acceptation sociale de la filière.

16. La pertinence d'un observatoire

Lors des audiences publiques du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) il est très clairement ressorti qu'une base solide de connaissances techniques et scientifiques sur le gaz de schiste et son exploitation est à construire, notamment en matière de géologie, d'hydrogéologie, de traitement des eaux usées, d'aménagement du territoire ou de cohabitation avec la population, dans l'éventualité où le gouvernement souhaite autoriser le développement de cette industrie.

La mise en place de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste a permis de commencer à bâtir cette base d'information. En effet, le rapport du Comité de l'ÉES apporte de nouvelles connaissances et améliore la compréhension des enjeux en cause et des impacts appréhendés pour aider à la prise de décision. Cependant, force est de constater que les technologies continuent d'évoluer et que le contexte économique et énergétique change rapidement, tant à l'échelle locale qu'à l'échelle régionale, nationale et internationale. Par ailleurs, les municipalités et les communautés d'accueil de projets industriels sont de plus en plus préoccupées par les questions de sécurité et de gouvernance, comme en font foi les interventions des municipalités lors des commissions parlementaires sur la rénovation de la Loi sur mines. Il est donc nécessaire de continuellement mettre à jour cette base de connaissances.

C'est dans ce contexte que le Comité de l'ÉES a reçu le mandat « d'évaluer la pertinence de mettre en place des observatoires scientifiques afin d'acquérir en continu des connaissances qui permettront d'assurer une mise à jour évolutive de la réglementation ». À cette fin, sur la base des constats de l'ÉES, le Comité s'est engagé à examiner un scénario de mise en place d'observatoires scientifiques permettant de recueillir et d'analyser des données sur l'impact environnemental, social et économique de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste ainsi que sur les développements technologiques.

16.1 La justification

Un observatoire est un organisme administratif créé par une collectivité, généralement l'État, pour suivre l'évolution d'un phénomène environnemental, économique ou social (adapté de Wikipédia). Il peut aussi s'agir d'un organisme chargé de rassembler et de diffuser des informations relatives aux faits politiques, économiques, sociaux (*Le Petit Larousse illustré*, 2013). En pratique, un observatoire permet d'assurer un suivi de l'évolution ou des changements qui surviennent à une situation, un phénomène ou une activité quelconque, notamment par la collecte et la diffusion d'informations relatives à une méthodologie stable et convenue.

Comme mentionné précédemment, la mise en place de l'évaluation environnementale stratégique a permis de commencer à bâtir la base de connaissances sur le gaz de schiste. En effet, les études qui ont été livrées au Comité et rendues publiques sur son site Web constituent une amélioration substantielle de notre connaissance des enjeux liés au développement du gaz de schiste. Elles font le point sur l'état actuel des choses, à partir des connaissances accessibles ou acquises en 2013.

Un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec dépendra de plusieurs enjeux en pleine mutation : l'acceptabilité sociale, les risques environnementaux de même que les retombées économiques privées et publiques. Autant de variables qui viennent influencer les décisions publiques et privées concernant cette industrie. L'évolution constante de ces facteurs porte à croire qu'un suivi bien encadré des connaissances est essentiel.

Actuellement, de grandes quantités d'informations et de données administratives, techniques et scientifiques sont recueillies par les organismes publics pour remplir leur mission selon leur mandat respectif. Ces informations sont toutefois généralement traitées de façon sectorielle, en silo, en fonction d'objectifs spécifiques à l'organisme, ne sont pas facilement accessibles et ne font pas l'objet de publication régulière.

Pourtant, les retombées et enseignements de telles informations, si elles étaient recueillies sur les aspects environnementaux, sociaux et économiques et si elles étaient traitées dans un système d'analyse intégrateur, dépasseraient de beaucoup la simple fonction administrative. Elles pourraient apporter à tous les acteurs de la société des outils pour mieux comprendre l'évolution et les changements qui résulteraient du développement d'une industrie du gaz de schiste au Québec.

Dans un premier temps, un observatoire sur le gaz de schiste permettrait donc au Québec de disposer d'un cadre informatif de qualité pour éclairer les décideurs et donneurs d'ordres, notamment sur la pertinence de permettre le développement de cette industrie et, le cas échéant, sur le rythme de développement souhaitable.

Par ailleurs, les études commandées dans le cadre de l'ÉES permettent de déterminer des indicateurs socioéconomiques, écologiques et de développement durable qui pourraient, advenant le développement de cette industrie, faire l'objet d'un suivi périodique de l'état des lieux et ainsi mesurer dans quelle mesure on s'approche ou s'écarte de la situation souhaitée.

Dans son étude sur les mécanismes de réductions des risques (étude EC2-5a), le ministère des Ressources naturelles (MRN) propose à cet effet d'instituer un centre de leçons apprises sur les activités gazières et pétrolières et de créer une chaire de recherche sur les hydrocarbures.

Le Comité a aussi eu à se pencher sur certains aspects de l'exploration pétrolière en cours de mandat et en a conclu que plusieurs des études portant sur les aspects environnementaux et sociaux du gaz schiste pouvaient être transposées au domaine pétrolier, de sorte que la portée d'un éventuel observatoire pourrait s'étendre aux hydrocarbures en général.

Dans ce contexte, un projet pilote d'exploration ou d'exploitation gazière pourrait aider à parfaire les connaissances et à mieux évaluer les risques et l'efficacité des mesures d'atténuation. Un protocole intégré de suivi des aspects techniques, environnementaux et sociaux accompagné de prises de mesures et de données exhaustives pourrait aussi aider à préciser les moyens d'encadrement nécessaires pour assurer la sécurité des opérations.

L'examen des régimes forestier, éolien et porcin décrits dans l'étude S1-3 nous montre que ces régimes d'exploitation de ressources naturelles, même s'ils sont très différents dans leur historique respectif, ont subi, à divers moments de leur évolution, des crises économiques, sociales et environnementales importantes. Dans tous ces cas, des ajustements à leur gouvernance, qui vont dans le sens d'une plus grande intégration des acteurs (instances locales et régionales, citoyens, Autochtones, groupes environnementaux) ont dû être apportés. Un meilleur partage du territoire et de ses richesses devient alors possible par la mise en œuvre, par exemple, de projets communs de gestion des ressources.

Dans un second temps, un observatoire du développement du gaz de schiste et éventuellement des hydrocarbures permettrait à tous ces acteurs d'interagir de façon plus cohérente en fondant leurs actions sur des bases d'informations fiables et partagées.

Enfin, il y aura un intérêt à vérifier dans quelle mesure les prévisions qui auront été formulées quant aux impacts de divers ordres se réalisent dans les faits et d'évaluer l'efficacité réelle des mesures d'atténuation pour éviter ou limiter les effets indésirables ou pour améliorer les effets bénéfiques.

16.2 Scénario de mise en place d'un observatoire scientifique

Il existe une multitude de modèles d'observatoires qui ont été mis en place dans de nombreux pays. Les méthodologies de cueillette d'information, de traitement et de restitution des résultats varient en fonction des sujets sous observation, des objectifs poursuivis et des parties prenantes. Les observatoires sont majoritairement créés par les États, ce qui témoigne de leur fonction de gestion des politiques, des programmes et des projets gouvernementaux, ou ils sont situés au sein d'organismes universitaires, où on les associe plus à la connaissance. Dans les deux cas, ils contribuent à une prise de décision plus éclairée.

Dans l'éventualité de la mise en place au Québec d'un observatoire sur le gaz de schiste, ou plus largement sur les hydrocarbures, les enseignements tirés des études produites dans le cadre de l'ÉES et de l'analyse des problèmes qui ont conduit au mandat d'enquête et d'audiences publiques confié au BAPE en 2010 devraient impérativement servir d'assises à l'élaboration du modèle qui sera choisi. Il ne sera pas nécessaire de faire le suivi de tous les sujets étudiés dans le cadre de l'ÉES, mais il faudra déterminer les paramètres critiques et définir des indicateurs à partir des diverses études rendues publiques, puis établir des protocoles pour en mesurer les changements.

Le fonctionnement d'un tel laboratoire devrait être guidé par certains principes fondamentaux inspirés de la Loi sur le développement durable.

La transparence et l'accès au savoir

L'observatoire devra avoir accès à toute l'information disponible et nécessaire à l'accomplissement de son mandat. Toute l'information à laquelle aura accès l'observatoire dans le cadre de l'accomplissement de son mandat devra être publique. L'organisme devra rendre compte publiquement de ses travaux et en rendre accessibles les résultats.

À ce sujet, les deux ministères les plus étroitement impliqués dans l'industrie, soit le ministère des Ressources naturelles (MRN) et le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), devraient modifier leurs façons de considérer l'accessibilité des informations qu'ils recueillent ou obtiennent des entreprises.

La composition

La composition de l'observatoire devra témoigner de la volonté d'aborder tous les sujets nécessaires à la compréhension de l'évolution et des changements dans les milieux d'accueil des projets et dans la société québécoise en général : environnement, santé, société, économie, technique et bonnes pratiques, gouvernance, législation et réglementation, par exemple. Elle devrait faire appel à l'expertise disponible et reconnue dans les universités, les ministères et les firmes spécialisées.

La gouvernance

Un conseil scientifique, des commissions ainsi qu'un organe spécifique où s'exprimeraient les organismes non gouvernementaux (ONG) et la société civile permettrait d'orienter les travaux et de valider les interprétations. Cette structure de gouvernance s'avère très utile dans le cas des sujets scientifiques controversés pour assurer que les travaux sont perçus comme indépendants et crédibles de la part de la société civile. Elle offre aux chercheurs une perspective plus large dans l'examen des problèmes.

La rigueur

La crédibilité de l'observatoire, de ses activités, de son fonctionnement et de ses résultats reposera sur l'expertise de ses membres et professionnels, mais également sur l'application rigoureuse des méthodes scientifiques propres aux sciences naturelles, sociales et économiques.

Les membres de l'observatoire devront aussi être indépendants et libres d'attache auprès d'institutions ou d'organismes qui ont des intérêts dans le développement du gaz de schiste.

Le soutien au fonctionnement

Il faudra assurer le fonctionnement de l'observatoire sur une période suffisamment longue pour acquérir une bonne compréhension des facteurs qui influencent les principaux enjeux du développement d'une industrie du gaz de schiste au Québec.

L'observatoire devra compter sur des ressources humaines ainsi que des moyens financiers et matériels conséquents. Fondées sur les principes de pollueur-payeur et d'internalisation des coûts, les sources de financement pourraient être liées notamment aux bénéfices attendus de l'exploitation de la ressource par une contribution provenant des redevances ou du Fonds vert, par exemple, ou encore par un retour provenant de la collecte des amendes.

Enfin, compte tenu des impacts appréhendés importants que pourrait avoir l'exploitation du gaz de schiste, le Comité constate qu'il serait opportun que le gouvernement considère l'assujettissement d'une façon ou d'une autre de cette activité industrielle à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

Liste des constats

Le développement durable

- Une analyse de la filière du gaz de schiste en regard des principes du développement durable soulève plusieurs enjeux environnementaux, sociaux et économiques.
- En ce qui concerne la dimension sociale, les activités associées à la filière du gaz de schiste soulèvent plusieurs questions quant à la santé des personnes, leur sécurité ainsi que leur qualité de vie.
- La filière du gaz de schiste est sujette à un manque d'acceptabilité sociale qu'illustre la forte opposition de la part de diverses parties prenantes.
- Sur le plan de l'environnement, on appréhende plusieurs impacts environnementaux, dont au premier chef la contamination de l'eau et des sols, un bilan négatif de GES ainsi que les fuites de gaz liés à l'utilisation de la technique de fracturation.
- Du côté économique, le prix très bas du gaz naturel sur les marchés nord-américains compromet la pertinence économique du développement de la filière du gaz de schiste et la possibilité de procéder à une redistribution juste et équitable de la plus-value tirée de l'exploitation. Le principe d'internalisation des coûts suppose que les promoteurs compensent l'ensemble des acteurs affectés par les nuisances de l'industrie. Aussi, il existe des lacunes concernant l'évaluation de la valeur des écosystèmes des milieux susceptibles d'être perturbés. Dans un contexte économique favorable, les redevances générées par l'exploitation des ressources naturelles, notamment celles sur l'eau et le gaz, pourraient avoir un impact positif en matière d'équité si elles sont utilisées en partie au profit des générations futures. L'efficacité économique reposerait sur la création d'emplois et un régime de redevances bien structuré exigeant de l'industrie, entre autres, qu'elle assume les externalités induites par ses activités.
- On doit s'interroger sur la pertinence d'exploiter cette ressource non renouvelable dans un contexte économique défavorable dans la mesure où cette exploitation hypothèque les options pour les générations futures.
- À l'échelle de la gouvernance et en vertu du principe de subsidiarité, il importe de rapprocher le plus possible les instances décisionnelles des communautés concernées. Les enjeux d'envergure nationale soulevés par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste doivent donc être conciliés avec les préoccupations régionales et locales. Il reste que la préséance de l'activité minière sur la qualité de l'environnement et l'aménagement et l'urbanisme prive les autorités locales d'un important pouvoir de décision au profit de l'industrie détentrice de baux. Le développement durable suppose qu'un éventuel développement de la filière du gaz de schiste respecte une planification territoriale à laquelle les autorités locales ou régionales auraient pris part. Toutefois, les municipalités locales susceptibles d'être concernées par le développement du gaz de schiste n'ont pas nécessairement les ressources humaines ni les moyens techniques et financiers pour faire face aux divers enjeux concernant la gestion de l'eau et le maintien des infrastructures. De plus, il existe un potentiel élevé de conflit en lien avec d'autres usages du territoire tels que l'agriculture, l'approvisionnement en eau potable, les activités récréatives, etc.
- L'analyse du positionnement de la filière du gaz de schiste au Québec en regard des principes de la Loi sur le développement durable soulève des questionnements majeurs.

- Des études scientifiques et économiques doivent encore être entreprises pour améliorer notre connaissance de cette industrie naissante, notamment en ce qui a trait à l'analyse des impacts sur la santé, l'évolution de la technologie, etc. Un dialogue public structuré doit avoir lieu afin de s'assurer de la plus grande acceptabilité sociale possible dans l'éventualité où la filière devait être développée.
- Dans la mesure où la pertinence économique de la filière reste à démontrer et que son acceptabilité sociale n'est pas acquise, sans compter que l'encadrement législatif et réglementaire (mesures de mitigation, gestion du cycle de vie, contrôle de la qualité de l'air et de l'eau, etc.) reste à élaborer et à mettre en place, il faut se demander si la conjoncture à court et moyen terme est favorable à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans une perspective de développement durable.
- Le principe de précaution de la Loi sur le développement durable milite en faveur de la mise en veille temporaire de cette industrie pendant que la société québécoise cherche à répondre aux nombreuses questions qui demeurent en suspens. Les audiences publiques prévues du BAPE constitueront certainement une amorce de ce dialogue public entre les parties concernées afin que les politiques, les plans et les programmes qui devraient encadrer cette industrie soient correctement alignés avec les besoins locaux, régionaux et nationaux du Québec.

L'état des lieux

Le territoire et les communautés d'accueil

Le profil des régions administratives

- Dans l'éventualité d'un déploiement de la filière du gaz de schiste, il serait important d'investir à l'établissement d'un portrait territorial, qui pourrait prendre la forme d'un tableau de bord multidimensionnel (social, environnemental, économique) et qui permettrait de suivre l'incidence du changement à différents moments du développement de l'industrie sur un territoire visé.
- Le « tableau de bord » devrait tout d'abord contenir une section de données « de base » avec lesquelles des comparatifs entre les différents territoires accueillant ce même type d'industrie seraient réalisables.
- Le « tableau de bord » devrait aussi être modulé de manière à intégrer plus spécifiquement certaines caractéristiques et préoccupations pour lesquelles les milieux d'accueil souhaiteraient exercer un suivi plus particulier. Par exemple, si la production agricole est davantage importante dans l'économie d'une région, possiblement que cette dernière souhaiterait se doter d'informations et d'indicateurs plus fins à ce sujet.

Un inventaire territorial orienté vers la gestion du risque

- L'identification des aires de sensibilité et des zones de vulnérabilité ainsi que l'évaluation archéologique et patrimoniale constituent une nouvelle approche orientée vers la gestion de risques qui permet une meilleure connaissance du territoire préalablement à tout projet d'exploration ou d'exploitation de l'industrie du gaz de schiste.
- Au regard des principes de développement durable, et à des fins d'évaluation stratégique et environnementale, de consultation des populations concernées, d'encadrement par le gouvernement des activités de l'industrie gazière et de planification territoriale par les municipalités et les MRC, tout projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste devrait prendre en compte les aires de sensibilités, les zones de vulnérabilité territoriale ainsi que l'évaluation archéologique et patrimoniale.
- La réalisation d'un projet pilote avec cette approche serait à étudier.

La localisation des puits et des milieux récepteurs

- Le potentiel gazier constitue le premier et le principal facteur de localisation des puits.
- D'autres facteurs influencent la localisation des sites de forage privilégiée par les compagnies, en particulier :
  - l'environnement immédiat du site;
  - les usages à proximité;
  - la distance entre le site de forage et la municipalité la plus proche;
  - la distance entre le site de forage et la résidence la plus proche;
  - la distance entre le site de forage et le site de prélèvement d'eau le plus proche;
  - le type de prise d'eau ainsi que la longueur du chemin d'accès;
- Il serait opportun de pousser plus loin l'acquisition de connaissances concernant la localisation des sites de forage, notamment :
  - l'établissement de critères de localisation pour l'industrie du gaz de schiste dans le cadre des schémas d'aménagement des MRC;
  - l'établissement d'un guide de bonnes pratiques pour la localisation de ce type d'industrie.

État des puits d'hydrocarbures des basses-terres du Saint-Laurent

- Des phénomènes d'EETS et de MG de gaz ont été observés sur un grand pourcentage de puits au Québec indiquant la présence d'une défaillance en ce qui concerne l'étanchéité des puits, et ce, malgré le respect des normes de l'API sur les coffrages, le type de ciment et la longueur de la cimentation du tubage.
- Les inspections et les travaux de surveillance indiquent que les fuites sont généralement très faibles. Des travaux correctifs ont été réalisés sur cinq puits pour rectifier soit une EETS sérieuse due à la pression, soit une MG préoccupante.
- Les EETS et la MG sont indésirables; advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste, des méthodes adaptées de cimentation en rapport avec le contexte géologique dans les basses-terres du Saint-Laurent sont de mise.
- Le recensement des puits fermés suggère que les puits gaziers forés à partir de 1970 respectent généralement les normes de l'API et la permanence des mesures d'obturation devrait être durable si les méthodes de cimentation ont été bien pratiquées. Ce n'est pas nécessairement le cas pour les puits forés avant 1970.
- Le RPGNRS n'est pas suffisamment spécifique et les informations sur l'état des coffrages et du ciment ne sont pas toujours disponibles, ce qui rend difficile l'évaluation de l'état des puits avant leur fermeture et, par conséquent, du risque à long terme qu'ils posent. Cette évaluation serait plus facile si le RPGNRS rendait obligatoire la remise de rapports détaillés par les compagnies, notamment ceux sur la cimentation, la complétion, la modification et la fermeture de puits, incluant l'état des puits lors de la fermeture, ce qui n'est pas présentement demandé par ce règlement.

Analyse du cycle de vie

- Les paramètres influençant le plus les résultats de l'analyse du cycle de vie sont le taux d'émissions fugitives estimé et le nombre de puits en opération.
- L'analyse comparative réalisée n'avait pas pour objectif de déterminer l'intérêt d'exploiter le gaz de schiste au Québec, mais plutôt de vérifier comment le gaz de schiste se positionne par rapport à d'autres sources énergétiques pour des fonctions de transport ou de chauffage.
- L'analyse du cycle de vie possède des limites importantes associées à la qualité des données. Ainsi, en raison du manque de données robustes, seuls les résultats sur les gaz à effet de serre sont suffisamment solides.
- Il serait utile de comparer la production annuelle de gaz naturel et de CO_2 équivalent d'un puits type sur une période de 25 ans afin d'avoir une meilleure appréciation de la contribution annuelle d'un puits au bilan de GES.
- Une analyse de cycle de vie conséquentielle pourrait permettre d'évaluer les effets de l'introduction du gaz de schiste québécois sur le marché global de l'énergie, notamment en identifiant les producteurs d'énergie et les consommateurs affectés.

Les enjeux touchant l'eau

L'approvisionnement en eau

Dans les basses-terres du Saint-Laurent :

- La quantité d'eau de surface disponible est suffisante pour répondre aux besoins de l'industrie du gaz de schiste sans que les prélèvements aient des impacts négatifs sur les écosystèmes ou les autres utilisateurs, même dans le cas d'un développement à grande échelle.
- Des zones à faibles débits ne pouvant pas supporter des prélèvements ont été cernées dans certains bassins versants à l'aide du critère $Q_{2.7}$. Il s'agit des zones en amont des rivières localisées principalement dans le corridor 3 d'exploration.
- Les besoins d'approvisionnement ont été calculés par bassin versant, mais leur impact pourrait être moindre si le fleuve Saint-Laurent était considéré comme une source d'approvisionnement.
- Le faible débit des aquifères proches de la surface rend ceux-ci inutilisables pour l'industrie.
- Il est impossible d'établir une cartographie des eaux souterraines à grande profondeur (> 100 m) à partir des données actuellement disponibles.
- Les volumes d'eau annuels nécessaires pendant les pics de besoins en eau pour les scénarios 3 et 5 ont été comparés au volume total d'eau prélevé par les autres usagers pour chaque bassin versant de la zone de préoccupation. Les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste ne dépasseraient les prélèvements des autres usagers que dans deux rivières seulement pour le scénario 5, soit les rivières Bécancour et Du Chêne.

La protection de la ressource eau

Caractéristiques chimiques et toxicologiques des produits et des résidus

- Trois additifs chimiques présentent un potentiel à la fois de persistance, de bioaccumulation et de toxicité. Une attention particulière devrait être portée à la gestion de ces produits et il serait pertinent d'amorcer une recherche de produits de substitution.
- De façon générale, les composés les plus fréquemment utilisés dans la fracturation hydraulique se sont révélés pour la plupart relativement peu toxiques.
- La solution de conditionnement (*spearhead*), constituée principalement d'acide chlorhydrique, est toxique pour l'environnement avant sa réaction et sa dilution et pourrait avoir un impact en cas de fuites ou de déversements à l'environnement. Des mesures de précaution supplémentaires en matière de transport, d'entreposage et de manipulation de l'acide chlorhydrique font partie des meilleures pratiques.
- Les eaux de reflux contiennent des composantes qui pourraient être nuisibles à la vie aquatique à court ou à moyen terme. Advenant le développement de cette industrie, un suivi particulier de certains paramètres permettrait de déterminer l'efficacité du traitement. Il est question notamment de la demande biologique en oxygène, du baryum, du fer, du plomb, du zinc, des chlorures, des solides dissous totaux, des nitrites et des hydrocarbures pétroliers (C_{10}-C_{50}), du pH, de la conductivité, de la demande chimique en oxygène et des matières en suspension. De plus, même s'il est attendu que les eaux de reflux de l'Utica au Québec présentent une radioactivité largement inférieure à celle du shale de Marcellus, il apparaît prudent de procéder à la caractérisation des différents radionucléides.
- Un suivi exploratoire pour certaines composantes non détectées par les études de caractérisation en laboratoire est désirable. C'est le cas des composés organiques volatils et semi-volatils, des substances phénoliques, des bromures, du lithium, du strontium et des glycols.
- Les biocides à base d'ammonium quaternaire sont relativement persistants avec des demi-vies supérieures à 175 jours alors que d'autres ne persistent que quelques jours tout au plus.
- Plus globalement, puisque les données disponibles sur la caractérisation des résidus générés par l'industrie sont d'usage limité et que l'expérience en laboratoire ne reproduit pas nécessairement fidèlement la fracturation hydraulique *in situ* de l'Utica, un suivi des eaux de reflux est souhaitable pour valider les résultats obtenus. En outre, les essais de toxicité globale des eaux usées avant et après traitement, pourraient également faire partie des suivis, par mesure de précaution.
- Les procédures d'échantillonnage des résidus, les paramètres à analyser et l'analyse dans des laboratoires accrédités ne font présentement pas partie des exigences du MDDEFP.

La vulnérabilité des ressources en eau

- La caractérisation de la vulnérabilité des aquifères et des puits d'alimentation en eau potable joue un rôle important pour la protection des ressources en eaux souterraines.
- Dans les zones cibles du gaz de schiste, les systèmes hydrogéologiques peu profonds (c.-à-d. les aquifères d'eau douce) sont assez bien connus à l'échelle régionale. La plupart de cette connaissance provient des projets PACES récemment coordonnés par le MDDEFP (MDDEFP, 2013a).
- La cartographie de la vulnérabilité des aquifères peu profonds dans les zones cibles du gaz de schiste au Québec fait partie des biens livrables des projets PACES. Jusqu'à présent, cette cartographie a été

réalisée (avec la méthodologie DRASTIC) pour tous les bassins versants situés dans ces zones, à l'exception des régions du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches où les projets sont en cours (les résultats seront disponibles à la fin de ces projets, en 2015).

- La vulnérabilité des aquifères aux sources de contamination profondes est plus difficile à déterminer par rapport aux sources situées en surface et des données suffisantes n'existent pas encore pour caractériser cette vulnérabilité.
- Les cartes de vulnérabilité aux sources de contamination à la surface du sol, produites à partir des projets PACES, donnent un portrait à l'échelle régionale mais elles n'étaient pas préparées pour déterminer la vulnérabilité à l'échelle locale d'un site.
- Les cartes de vulnérabilité sont basées sur les indices relatifs des aquifères et ne tiennent pas compte des systèmes d'écoulement régionaux ou du comportement des contaminants (p. ex., leur dégradation et produits de dégradation, leur toxicité, etc.).
- La protection des sources d'eau souterraine destinées à l'alimentation en eau potable a été définie dans le Règlement sur le captage des eaux souterraines et le Règlement sur la qualité de l'eau potable.
- La protection des sources destinées à l'alimentation en eau potable (eaux souterraines et eau de surface), en particulier dans le contexte du développement du gaz de schiste et du pétrole, a été mise à jour en 2013 dans le cadre réglementaire et technique du projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (MDDEFP, 2013c).

Migration des substances et des contaminants naturels

- Une revue de la littérature suggère que les risques les plus importants de contamination des eaux souterraines peuvent être attribués à la conception des puits (gaziers ou pétroliers). Les fuites à l'évent du tubage de surface ou la migration de gaz lié à une mauvaise cimentation des coffrages constituent un problème reconnu par l'industrie.
- Les risques de contamination via des cheminements naturels (failles ou fractures) ou des cheminements induits, loin du puits, sont relativement plus faibles, mais leur importance est difficile à déterminer à cause du manque de données et du faible nombre de puits de suivi.
- Des risques non négligeables existent aussi à la surface d'un site, par exemple des bassins de rétention, des fuites de fluides et des fuites de carburants (diesel, gazoline).
- Le comportement de nouveaux contaminants associés au développement du gaz de schiste (fluides ou gaz) dans les aquifères d'eau douce peu profonds n'est pas bien connu. Les essais requis afin de prédire ce comportement n'ont pas encore été effectués.
- Les données existantes sur les teneurs en méthane naturel dans les basses-terres du Saint-Laurent suggèrent que la majorité du méthane naturel présent dans l'eau souterraine échantillonnée dans des puits d'alimentation en eau potable (95 % des échantillons) est d'origine biogénique, c'est-à-dire qu'il provient de sources moins profondes que celles dans l'Utica. Cette observation suggère que les unités intermédiaires entre le shale d'Utica et les ressources en eau douce peu profondes (c.-à-d. le groupe de Lorraine) sont relativement imperméables à l'échelle régionale et sur une échelle de temps géologique.
- Parmi les échantillons mesurés, 5 % ont présenté un mélange de méthane biogénique et thermogénique et un puits contenait du méthane d'origine clairement thermogénique. Des cheminements locaux pourraient donc exister entre le roc (à des profondeurs inconnues) et les aquifères peu profonds près de la surface du sol.
- Les simulations multiphasiques du scénario 1 de l'étude, dans le cadre d'une analyse de sensibilité, suggèrent que les fuites le long du coffrage ou à l'intérieur du puits à travers le ciment après fermeture

seraient négligeables si un ciment de bonne qualité était utilisé et si le ciment était bien installé autour du puits ou à l'intérieur du puits après sa fermeture.

- Dans les simulations du scénario 1 du puits sans fracturation du shale d'Utica, les flux minimaux du méthane étaient de l'ordre de 0,0002 m^3 par an, et ce, même 250 ans après la fermeture du puits. Les flux maximaux simulés étaient de l'ordre de 900 m^3 par an 10 ans après l'abandon du puits.
- Dans les mêmes cas avec fracturation, où la perméabilité du shale d'Utica a été augmentée, les flux maximaux dans le puits étaient de 3 à 13 m^3 par jour, ce qui reste toujours inférieur à la valeur de 300 m^3 par jour spécifiée dans le règlement de l'Alberta comme étant une fuite de gaz sérieuse.
- Les simulations du scénario 2 (migration le long d'une faille) suggèrent que la fracturation hydraulique du shale d'Utica ne pourrait pas causer une migration importante des fluides de formation et du méthane vers la surface.
- La modélisation numérique multiphasique des scénarios de fuites, avec une analyse de sensibilité, démontre que les fuites de saumure et de gaz le long des failles ou des fractures naturelles devraient être faibles, même après la fracturation.

La gestion des eaux usées

- Les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux présents sur le territoire québécois sont essentiellement des étangs aérés qui n'ont pas été conçus pour traiter les eaux de reflux.
- En traitant localement les eaux de reflux dans des installations conçues à cette fin on répondrait plus adéquatement au principe de précaution et de protection des écosystèmes, tout en diminuant les nuisances et les impacts liés au transport de ces eaux usées.
- Aux États-Unis, l'industrie tend à traiter partiellement ses eaux usées et à les réutiliser pour des fracturations subséquentes. Cette pratique est très commune quand plusieurs puits sont situés sur un même site, car l'eau de reflux d'une première fracturation est immédiatement disponible pour la fracturation subséquente, ce qui apporte des économies substantielles.
- La réglementation québécoise n'encadre pas les activités d'élimination des eaux usées provenant des activités de production d'hydrocarbures par injection dans des formations géologiques profondes. En l'absence d'un tel encadrement, il serait préférable d'augmenter nos connaissances des risques liés à cette pratique d'injection et de s'en tenir aux techniques de traitement connues.

La qualité de l'air

- Sans mesures de contrôle et de réduction des émissions atmosphériques, le développement du gaz de schiste selon les scénarios 3 ou 5 pourrait avoir un impact important sur la qualité de l'air à l'échelle locale et à l'échelle régionale dans les sous-régions à haute densité d'implantation.
- La modélisation montre que le contrôle des émissions à toutes les étapes et l'utilisation de moteurs à combustion de dernière génération permettraient d'éliminer les dépassements des normes ou critères de qualité de l'air ambiant à proximité des sites pour toutes les étapes d'implantation, sauf pour le NO_2 durant la fracturation, dont la concentration resterait hors norme jusqu'à 300 m du centre d'un site multipuits. L'utilisation de moteurs électriques, qui seraient alimentés par le réseau d'électricité existant, réduirait encore plus les émissions de contaminants.
- Sans mesures d'atténuation, des odeurs pourraient être perçues par certains individus à plus de 5 km lors de la fracturation hydraulique, jusqu'à 1 km pour le forage, à 700 m d'une usine de traitement du gaz et à

150 m d'un site en production s'il y avait des fuites fugitives. Avec les mesures d'atténuation, les concentrations d'odeur génératrices de plaintes (10 u.o/m^3 et plus) pourraient tout de même s'étendre à 150 m et à 600 m d'un site multipuits pour les étapes du forage et de la fracturation hydraulique. Le remplacement des moteurs à combustion fixes par des moteurs électriques pourrait atténuer cette problématique.

- Avec des mesures de réduction des émissions reliées à l'utilisation de moteurs de dernière génération, les émissions d'ozone représenteraient un faible pourcentage des émissions provinciales (0,2 % des émissions provinciales de 2011 pour le scénario 3 et environ 2 % des émissions provinciales de 2011 pour le scénario 5).

Les gaz à effet de serre

Le fait qu'une production de gaz naturel aurait lieu sur le territoire québécois entraîne les considérations suivantes :

- Toute activité d'exploration ou de production de gaz naturel issue du schiste se traduira par une augmentation des émissions de GES sur son territoire.
- Les travaux préliminaires, les travaux d'exploration, le projet pilote et son développement sont les étapes qui contribuent le plus aux émissions de GES à cause de l'utilisation importante de machinerie.
- Les émissions fugitives aux puits et lors du transport du gaz sont un facteur contributeur aux GES très sensible parce qu'elles interviennent sur de longues périodes de temps.
- Le développement à grande échelle de la filière du gaz de schiste au Québec pourrait affecter considérablement le bilan du Québec, selon les hypothèses retenues, et compromettre l'atteinte des cibles de réduction de GES.

Les risques

Risques naturels

Sismicité induite

- La région des basses-terres du Saint-Laurent est située dans une province géologique stable non propice aux tremblements de terre de forte magnitude ressentis par la population, c.-à-d. M > 3,0.
- Les opérations de fracturation hydraulique liées à l'exploration du gaz de schiste au Québec ne semblent pas avoir induit de tremblements de terre. Cependant, quelques cas de séismes induits de faible magnitude ont été répertoriés aux États-Unis, en Colombie-Britannique et en Angleterre.
- En dehors du Québec, certains séismes attribuables à l'élimination par injection de grands volumes d'eaux usées en profondeur ont été enregistrés. Ces séismes sont généralement de faible magnitude, bien que certains aient atteint une magnitude supérieure à 4,0 aux États-Unis lorsque le terrain en sous-surface n'était pas propice à l'injection des eaux usées (présence de failles).
- Les activités d'injection de gaz naturel au Québec pour du stockage saisonnier dans la région de Saint-Flavien n'ont pas causé de sismicité induite.
- Une bonne caractérisation géologique des sites de fracturation ou d'élimination des eaux usées peut limiter les risques de sismicité induite.

Glissements de terrain

- Les glissements de terrain fortement rétrogressifs sont les plus vastes en étendue; ils sont associés à la présence de l'argile sensible que l'on retrouve dans les dépôts quaternaires de la mer de Champlain dans les basses-terres du Saint-Laurent.
- Une cartographie gouvernementale des zones à risque de glissement de terrain est disponible auprès du MRN ou des MRC pour certaines municipalités de la zone d'étude de l'ÉES et pourrait servir à la localisation des puits.
- Les puits ne devraient pas être situés à l'intérieur des zones exposées aux glissements de terrain qui sont délimitées par la cartographie gouvernementale.
- La migration de gaz en cas de problème d'intégrité des puits pourrait entraîner une augmentation des pressions d'eau interstitielle et ainsi provoquer un glissement de terrain dans les zones à risque. Dans les secteurs non cartographiés, l'application de bandes de protection entre le talus et le site du puits serait indiquée en attendant les résultats d'éventuelles études scientifiques sur ce sujet.
- Il faudrait respecter des bandes de protection pour toutes les modifications des talus qui auraient pour effet de compromettre leur état d'équilibre.
- Les surcharges en haut des talus ou les excavations au pied des talus peuvent affecter leur stabilité; l'application de marges de recul appropriées permettrait d'éviter ce risque.

Risques technologiques

- L'examen des rapports d'accident d'autres États montre que des accidents graves se produisent périodiquement avec des conséquences importantes.
- L'analyse des risques technologiques permet de bien apprécier les dangers et d'élaborer des mesures qui permettent d'éliminer les sources d'accident et d'en atténuer les conséquences.
- La communication des risques aux riverains des installations et aux municipalités est primordiale.
- L'analyse des risques conduit à la conception de plans de mesures d'urgence. La participation des citoyens et des instances municipales et régionales apporte une contribution indispensable à la conception de mesures efficaces nécessaires pour assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement.

L'acceptabilité sociale

- L'acceptabilité sociale ne se résume pas à une lecture binaire acceptable/inacceptable, mais relève de choix politiques et de modes de régulation. Elle est tributaire de la convergence des perceptions et de l'évaluation de l'industrie avec le modèle de développement ou les grands compromis sociaux, et elle est modulée par la dynamique de délibération et de dialogue.
- Les acteurs locaux et régionaux jouent un rôle clé dans l'ancrage territorial des projets relevant d'une stratégie nationale comme c'est le cas des projets énergétiques.
- L'opposition au gaz de schiste est trop complexe pour se réduire à un syndrome NIMBY. La controverse entourant l'industrie ne se limite pas à des conflits de voisinage ou à des enjeux de proximité, mais elle

remet en question plus largement le mode de décision et de régulation des activités industrielles dans la perspective d'un modèle renouvelé de développement.

- Les enjeux de l'industrie touchent les processus politiques et de régulation de liés à l'environnement, l'économie, ainsi que les savoirs. Ils concernent notamment l'adaptation du cadre réglementaire, la capacité de l'État à faire respecter ses normes, la révision des processus décisionnels favorisant la participation de nouveaux acteurs, les risques pour l'eau et la domination appréhendée de certains intérêts.
- Au Québec, le manque d'information, les impacts appréhendés et l'impression d'un manque d'encadrement ont nourri une opposition croissante vis-à-vis l'industrie. Six facteurs ont contribué à la non-acceptabilité sociale de l'industrie : 1) l'attitude de l'État; 2) le manque d'ouverture des processus décisionnels; 3) la prédominance de l'économie comme unique référent décisionnel; 4) une connaissance scientifique sujette à controverse; 5) la méconnaissance et la non-prise en compte des dynamiques territoriales particulières; 6) l'incertitude.
- Le point de vue sur l'industrie a évolué, pour passer d'une ouverture à son implantation à une fermeture progressive. La radicalisation s'explique à la fois comme le résultat de la recherche d'information et le positionnement ambigu des deux gouvernements qui se sont succédé vis-à-vis de la filière.
- Les motifs d'opposition ont évolué : s'il s'agissait à l'origine d'obtenir davantage d'informations relativement à l'industrie, à ses techniques et à ses impacts, le discours s'est radicalisé au fil du temps pour mettre directement en cause la pertinence de la filière.
- L'opposition est portée par des inquiétudes quant aux impacts environnementaux de l'industrie, des préoccupations quant aux choix énergétiques, des propositions de modernisation réglementaire, des doutes sur la transparence des industries et des gouvernements et des questionnements sur le contrôle et la gouvernance du territoire.
- L'opposition contre le gaz de schiste n'a pas été plus importante dans les municipalités les plus peuplées ou dans les municipalités les plus favorisées, mais elle est corrélée au taux de participation aux élections ainsi qu'au fait d'être ou non un territoire ciblé par l'industrie.
- La structuration progressive du mouvement d'opposition a été déterminante dans le succès de la mobilisation, de même que le cadrage autour de la demande rassembleuse de moratoire.
- Les Québécois sont plus réticents à l'égard du gaz de schiste que les Américains, car ils sont plus sensibles aux enjeux environnementaux et plus critiques quant aux bénéfices économiques anticipés. Davantage que les Américains, les Québécois craignent que les risques environnementaux affectent leurs concitoyens tout en ne profitant qu'à la grande industrie.
- Ce sont les informations qui sont sensibles aux risques qui sont jugées les plus crédibles. Plutôt que de les réduire, l'information tend donc à renforcer les craintes liées aux impacts de l'industrie et de sa technologie.

Les impacts sociaux

Les impacts visuels et sur le patrimoine

- Un projet de développement gazier ne se réalise habituellement pas sans impacts visuels ou sans impacts sur le patrimoine. Ces impacts varient en intensité et en durée selon la phase de développement du projet gazier. Aussi, ces impacts semblent plus marqués lorsque l'industrie implante son site dans les

zones résidentielles ou dans les milieux à forte valeur paysagère, plus précisément les régions comportant des routes scéniques ou des panoramas.

- Les perturbations visuelles sont habituellement plus intenses, mais temporaires, lors des premières phases de développement. L'arrivée et l'intégration dans le paysage de certains équipements, comme les tours de forage ou les torchères à gaz lors des essais de production en phase d'exploration ou de la phase projet pilote et développement, représentent les plus importantes sources d'impacts visuels et de troubles de voisinage.
- L'impact visuel de la luminosité lors du forage et des essais de production avec brûlage à la torchère après la fracturation est aussi une nuisance à ne pas négliger.
- Les composantes de la phase de production ont généralement un profil bas et ne sont pas très visibles de loin. Les impacts visuels pour la phase de production, individuellement et cumulativement, sont considérés comme faibles et à long terme, selon le cas.
- Les mesures d'atténuation mises en place afin de pallier, minimiser ou éliminer les impacts visuels sont fort variées. Il importe d'appliquer des mesures d'atténuation adaptées à chaque cas. Plus spécifiquement, il s'agit d'adapter les mesures d'atténuation en fonction de l'environnement, de la topographie, des usages à proximité, de la communauté environnante, de la saison de forage, etc.
- Il importe de prendre en considération dès la phase des travaux préliminaires l'archéologie et le patrimoine. Ceci permet de minimiser les impacts et d'éviter la destruction d'une ressource dite « non renouvelable » et d'adapter les mesures d'atténuation au besoin du site.
- Le Québec ne dispose pas tout comme les États-Unis de réglementations concernant précisément les impacts visuels et sur le patrimoine des activités de l'industrie du gaz de schiste.

Le bruit, le camionnage et les besoins en logement générés par l'industrie du gaz de schiste

Impacts sonores

- Les analyses répertoriées d'expériences d'autres communautés révèlent que la nuisance sonore liée à l'augmentation du camionnage est l'une des nuisances qui perturbent le plus les milieux de vie. Sans conteste, l'intensification du camionnage à l'échelle d'une région s'observe lors du forage, de la fracturation, de la production et du transport. Cumulativement, les impacts sont alors considérés comme pouvant être élevés.
- Le Comité a constaté, tant au Québec que lors de missions à l'extérieur de la province, que l'utilisation qualifiée « d'industrielle » des routes d'une municipalité semblait pour certains être une source d'insatisfaction alors que pour d'autres, elle ne semblait pas poser de problème. Très souvent, une entente entre la municipalité et l'exploitant sur la remise en état des routes avait été conclue préalablement au début des travaux.
- L'examen de la littérature souligne qu'il existe des mesures d'atténuation pour mieux gérer cette nuisance. Un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire québécois appelle à l'application obligatoire par l'industrie des meilleures pratiques selon les différentes phases de développement d'un projet de gaz de schiste.
- Les opérations de construction des routes et des sites et la fracturation hydraulique sont aussi des sources importantes de bruit. Bien que de courte durée, ces opérations doivent faire l'objet d'une attention particulière afin d'éliminer ou atténuer les sources de bruit. Le choix d'un site approprié suffisamment

éloigné des habitations et possédant des caractéristiques naturelles qui absorbent le bruit doit être considéré.

- À terme, la planification ressort comme une des meilleures solutions pour agir sur ces impacts. Pour ce faire, la collaboration entre les différents acteurs (municipalités, promoteurs gaziers et résidents) s'avère essentielle.

Impacts de l'augmentation des besoins en logement

- Les impacts associés au besoin de logements sont complexes et variables dans le temps.
- La planification de mesures d'atténuation ressort comme une des meilleures solutions pour agir sur les impacts. Pour ce faire, la collaboration entre les différents acteurs (municipalités, promoteurs gaziers et résidentes, résidents) s'avère essentielle.

Les infrastructures de transport du gaz

- La planification du tracé des gazoducs doit s'effectuer en consultation avec les collectivités locales, notamment les municipalités, les MRC ainsi que d'autres acteurs locaux et régionaux, dont Gaz Métro.

> Planning for any new gas transport infrastructure required to exploit shale gas should take into account the opportunity to minimise disruption and costs by sharing pipelines between different companies operating near to each other. We recommend that the Government consider amending the Town and County Planning (Environmental Impact Assessment) (England and Wales) Regulations 1999 to require Environmental Impact Assessments for smaller gas pipeline projects, with the aim of avoiding unnecessary duplication of infrastructure.
>
> Shale gas: Government Response to the Committee's Fifth Report of Session, 2010-12, House of Commons, Energy and Climate Change Committee.

- Les tracés des gazoducs doivent viser à minimiser les impacts sur le milieu humain et sur l'environnement, prendre en compte les impacts cumulatifs et mieux tirer profit des occasions offertes. Dans ce contexte, le MDDEFP devrait envisager la possibilité d'assujettir les réseaux de distribution à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement.
- Les corridors susceptibles d'accueillir les gazoducs doivent être déterminés à partir d'une série de critères, dont la proximité des conduites existantes, les usages du sol actuels et prévus (p. ex., l'utilisation des emprises publiques existantes) et les orientations d'aménagement et de développement du territoire.
- Une évaluation dans une perspective régionale des tracés des gazoducs et de leurs installations pourrait être réalisée avant le début du processus d'exploration et d'exploitation.
- La mise en place de mesures de suivi, de comités de suivi ou d'un observatoire, composés de divers acteurs du milieu, constituent des atouts pour l'observation, l'évaluation, le suivi des changements, le transfert de connaissances et l'aide à la décision.

La gouvernance territoriale

Les connaissances nouvelles et pertinentes

- Gouvernance territoriale, législation et subsidiarité

  La mise en place possible au Québec d'une industrie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste soulève de nombreuses questions relatives à l'impact sur la gouvernance territoriale municipale et régionale. Cette industrie pourrait occasionner des impacts nombreux et majeurs en matière de gouvernance, tels que le renforcement de la vocation industrielle des municipalités, la modification de la valeur des propriétés, la détérioration des infrastructures existantes, le changement du type de culture, d'élevage, de production (érablières, vergers, vignobles et autres), etc.

  Les lois du Québec qui encadrent l'exploitation gazière n'intègrent pas le principe de subsidiarité de la Loi sur le développement durable qui mentionne que les pouvoirs et les responsabilités relatifs à la gouvernance doivent être délégués à l'échelon approprié d'autorité le plus proche possible des citoyens et des communautés concernés.

- Coordination de la gouvernance territoriale

  Le milieu local et régional a développé une expertise importante dans la gouvernance des territoires. Le système de gouvernance territorial est fort complexe avec plusieurs paliers, de nombreux acteurs locaux et régionaux qui sont souvent les mêmes, ainsi que des processus et des outils variés. Une municipalité ne peut prohiber sur son territoire un usage licite à moins que le schéma d'aménagement de la MRC n'indique clairement cette volonté.

  De nombreux outils de planification, de développement et d'aménagement du territoire sont en place ainsi que des mécanismes de participation aux échelles locales et régionales adaptés aux réalités locales. Toutefois, il y a très peu de concertation et d'arrimage entre les orientations gouvernementales et les échelons décisionnels locaux et régionaux sur l'exploration et l'exploitation gazière, notamment lorsque les permis de recherche et les baux d'exploitation sont délivrés. La CPTAQ, la Régie de l'énergie et la Régie du bâtiment jouent un rôle important dans le développement des territoires.

- Gouvernance territoriale dans d'autres États

  La plupart des États en Amérique du Nord qui encadrent l'exploration et l'exploitation gazière gardent le contrôle des aspects législatifs.

  Les municipalités ne réglementent pas dans ce domaine, sauf au Nouveau-Brunswick où il ne peut y avoir d'exploration géophysique ou de production à l'intérieur des limites d'urbanisation d'une municipalité à moins que celle-ci n'exprime son accord par écrit.

- Gouvernance territoriale et planification locale et régionale

  Le modèle de gouvernance du gaz de schiste qui prévaut actuellement marginalise les municipalités, les MRC et d'autres acteurs régionaux dans l'encadrement des activités reliées au gaz de schiste. Or, toutes les activités relatives au gaz de schiste se produisent presque exclusivement sur les territoires municipaux et régionaux.

  Plusieurs lois et politiques confèrent aux municipalités du Québec des pouvoirs qui s'appliquent aux activités gazières relativement à l'environnement, au contrôle du trafic routier, à la santé publique et au contrôle des nuisances, et plus particulièrement en ce qui a trait à l'eau potable.

Plusieurs municipalités québécoises ont déjà adopté des règlements, entre autres sur le transport des matières dangereuses sur leur territoire et la protection de l'eau potable. Relativement aux infrastructures de transport et de distribution de gaz tels les gazoducs, les municipalités et les MRC peuvent adopter des règlements de zonage et des orientations spécifiques. Les impacts sur l'aménagement et le développement du territoire dépendront de l'étendue de l'exploitation et de la vitesse de croissance de l'industrie gazière.

- Scénarios de gouvernance territoriale

  Les municipalités et les MRC auront besoin de ressources additionnelles (en sus des revenus actuels) pour mener à bien une gouvernance territoriale mieux adaptée à la nouvelle réalité.

  L'État, les municipalités et les MRC auront aussi besoin d'un nouveau cadre juridique et réglementaire pour mener à bien leurs responsabilités à l'échelon approprié d'autorité le plus proche possible des citoyens et des communautés concernés.

  L'encadrement de l'industrie par les instances municipales devrait être renforcé.

  Les mécanismes de participation aux différentes phases, en amont et pendant le projet, viennent donner une légitimité à celui-ci et assurer une certaine équité dans les décisions.

La protection du territoire et des activités agricoles

- Bien que la CPTAQ adapte depuis 2009 certaines de ses pratiques et mécanismes lors du traitement des dossiers gaziers pour le forage de puits et l'installation de gazoducs, des aménagements supplémentaires seraient nécessaires.
- Plusieurs des contraintes observées émanent d'un manque de cohérence et d'harmonisation de lois, règlements et procédures relevant de ministères et organismes.
- La clarification du rôle qu'entend et peut jouer la CPTAQ comme organisme de réglementation de l'industrie du gaz de schiste s'impose. L'étude de la délégation de certains pouvoirs et compétences de la CPTAQ doit être au programme des discussions.
- Pour mener une réflexion stratégique qui vise une protection efficace et efficiente du territoire et des activités agricoles, la contribution de l'ensemble de l'appareil gouvernemental serait bénéfique.

Étude de trois cas sur le déploiement et la gouvernance : les filières éolienne, forestière et porcine

- Le régime forestier, la filière éolienne et l'industrie porcine réfèrent à une gouvernance multi-acteurs et multi-échelons (national, régional, local).
- On assiste à l'arrivée de nouveaux acteurs territoriaux ayant des attentes en ce qui concerne la contribution de la ressource au développement des régions et des localités ainsi que des attentes sur les bénéfices pour les territoires subissant des désagréments et des risques.
- Ces nouveaux acteurs territoriaux souhaitent participer à définir l'opportunité et le modèle de développement à privilégier.
- Autant les expériences du secteur forestier que celles des sous-secteurs de l'éolien et du porcin ne manquent pas de souligner que la gouvernance d'un secteur ou sous-secteur ne peut aujourd'hui se réaliser sur le territoire sans une participation importante des acteurs territoriaux d'un secteur de ressource.

- Les politiques publiques de ressources sont appelées à jouer un rôle dans cette nouvelle dynamique de gouvernance (multi-acteurs et multi-échelons).
- Les acteurs territoriaux locaux et régionaux souhaitent l'adoption de politiques publiques plus souples et adaptables qui permettront de sortir du modèle traditionnel de régulation par le bas (approche descendante) basé sur le « décider – annoncer – défendre » et de s'orienter davantage vers une approche ascendante où l'on accorde particulièrement un rôle important et significatif aux acteurs locaux et régionaux.

La gouvernance de l'industrie

Responsabilité sociale

- En matière de pratiques responsables, l'industrie du gaz de schiste accuse un net retard par rapport aux entreprises chefs de file des secteurs minier, pétrolier et chimique.
- Les entreprises de l'industrie du gaz de schiste publient peu d'informations concernant leur performance extra-financière.
- Le caractère volontaire des mesures de responsabilité sociale favorise de grandes disparités de comportements au sein de l'industrie. Un cadre de responsabilité sociale unifié et spécifique à l'industrie, élaboré au moyen d'une démarche multipartite pourrait uniformiser et améliorer le comportement des entreprises de gaz de schiste.
- Plusieurs principes enchâssés dans la Loi sur le développement durable requièrent des règlements obligatoires et ne peuvent reposer uniquement sur des mécanismes industriels d'application volontaire.
- Les mécanismes économiques ne sont guère mis à profit dans l'encadrement du comportement des entreprises; en assortissant ses programmes d'écoconditionnalités, le gouvernement pourrait favoriser un comportement plus responsable de l'industrie du gaz de schiste.

Minimisation des problèmes sociaux et maximisation des retombées sociales positives

- Dans les cas étudiés où l'industrie s'est développée, on constate que ses activités mettent à l'épreuve les institutions en place et requièrent de nouveaux mécanismes et financements ainsi que de nouvelles compétences.
- Les nouveaux emplois suscitent des inégalités, une potentielle précarisation de la jeunesse non qualifiée de même qu'une immigration temporaire qui peut s'accompagner de problèmes sociaux.
- Gérés dans le secret, les contrats individuels ont dans plusieurs cas fragilisé la cohésion sociale et même divisé des communautés, mais aussi réduit le niveau de confiance au sein des populations concernées.
- Les revenus provenant de l'industrie n'ont pas toujours été dévolus aux organismes responsables des nouvelles charges associées à son implantation.
- Le régime environnemental retenu pour encadrer l'industrie a parfois contribué à la perte de confiance dans les instances publiques de protection de l'environnement.
- Le Comité est d'avis qu'un modèle contractuel uniformisé de même qu'une instance d'accompagnement des particuliers dans leurs relations avec les entreprises pourraient réduire le risque de fragilisation de la cohésion sociale occasionnée par l'arrivée de l'industrie dans un territoire.

Information, participation du public et mécanismes de concertation à l'échelle locale

- Le processus actuel de participation du public concernant l'industrie du gaz de schiste est trop tardif, peu crédible et ne permet pas d'intégrer les préoccupations du public.
- La consultation du public en amont de tout développement de l'industrie permet d'établir les territoires susceptibles de l'accueillir et de déterminer les modalités de son implantation.
- Le suivi et la surveillance des projets par un comité multisectoriel ou par des mécanismes de liaison ou de concertation incluant le public améliorent la confiance et la crédibilité des processus de planification, d'autorisation et de gouvernance des projets.
- Le Comité est d'avis qu'une consultation en amont des projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, menée sous l'autorité d'une municipalité ou du gouvernement, permettrait une meilleure participation du public au processus décisionnel.

Encadrement des conditions de travail et formation professionnelle

- Certains États ont adopté un encadrement législatif particulier afin de contrôler les risques spécifiques reliés aux équipements et mettre en place des méthodes de travail reliées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.
- L'information recueillie dans le cadre des travaux de l'ÉES sur les questions touchant les professions et programmes d'études de formation professionnelle ainsi que la place des femmes dans ces professions, demeure parcellaire. Le Comité constate un besoin de poursuivre l'acquisition de connaissances sur ces sujets.

Les communautés autochtones

- En vertu des arrêts Haïda et Taku River de la Cour suprême du Canada, la Couronne, autant provinciale que fédérale, a l'obligation de consulter les communautés autochtones et de les accommoder, s'il y a lieu, lorsqu'elle prévoit prendre une décision pouvant avoir des effets préjudiciables sur leurs droits, ancestraux ou issus de traités, établis ou revendiqués.
- Les autorisations délivrées par le gouvernement du Québec pour procéder à l'exploration ou l'exploitation du gaz de schiste pourraient constituer des éléments déclencheurs d'une consultation des communautés autochtones si une atteinte à leurs droits ancestraux ou issus de traités, établis ou potentiels, était appréhendée.
- En Alberta et en Colombie-Britannique, deux provinces ayant un long historique de développement des hydrocarbures, les entreprises gazières et les gouvernements ont mis en place des modalités de consultation et d'accommodements des communautés autochtones.

Les risques à la santé

- Une meilleure gestion du risque à la santé serait favorisée par une analyse des effets cumulatifs, la mesure préalable des polluants, la prise en compte des distances séparatrices entre les sites et les zones habitées ainsi que la considération des effets indirects à la santé associés aux GES.
- Une évaluation d'impact avant l'arrivée de l'industrie pourrait permettre de prévenir certains des effets sociaux et psychologiques.

- Des effets tels que la pénurie de logements, l'augmentation du coût des biens et des services, l'augmentation des tensions et des conflits entre les citoyens et les entreprises ont été constatés dans certaines communautés où l'industrie s'est implantée, causant chez certaines personnes du stress, de l'anxiété, de l'angoisse ainsi que des sentiments de perte de confiance et de perte de contrôle.
- L'encadrement de l'industrie et le resserrement de la législation et des mesures d'urgence et de surveillance s'avèrent des moyens efficaces de prévention et d'atténuation des accidents environnementaux.
- Il y a un manque évident de connaissances sur la nature, les quantités ainsi que les procédures de manipulation et de transport des substances chimiques utilisées par l'industrie gazière. Il est donc difficile d'évaluer le niveau potentiel d'exposition des travailleurs et de la population environnante à ces substances et de faire l'évaluation des risques.
- Une hypothèse controversée suggère la migration accélérée des contaminants contenus dans la roche-mère vers la surface à travers des failles ou fissures causées ou accentuées par la fracturation hydraulique. Elle reste à confirmer ou infirmer par de nouvelles recherches.
- Il faut continuer de suivre l'évolution des recherches scientifiques, de documenter et rendre accessibles les données associées à l'exposition aux divers facteurs de risque et de mettre en place des mesures de prévention et de protection pour limiter les risques à la santé.

La pertinence socioéconomique de l'exploitation du gaz de schiste

- Dans le contexte actuel, compte tenu du prix du gaz naturel sur le marché nord-américain, du niveau des redevances en place et de l'inclusion du carbone dans les coûts, le Comité constate que du point de vue de la valeur sociale, le contexte n'est pas favorable au développement de la filière au Québec.
- Compte tenu du paysage énergétique et réglementaire actuel, on ne saurait trop insister sur la nécessité pour le gouvernement du Québec de définir clairement sa stratégie de partage de la rente. L'industrie et la population doivent pouvoir compter sur un cadre réglementaire stable qui permettrait de mettre fin aux incertitudes.
- Les marchés d'exportation de l'Ouest canadien se redirigent vers les zones en forte croissance de l'Asie, via le transport maritime par méthaniers, et également vers la demande croissante en énergie (en particulier en gaz naturel) qui vient avec l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta.
- L'évolution du marché américain du gaz naturel, et sa possible évolution vers un marché d'exportation, pourrait agir sur le prix du marché continental actuel. On peut envisager dans un tel contexte une hausse graduelle des prix en fonction des rapports avec les marchés d'exportation visés, soit l'Europe et l'Asie.
- La révision du régime de redevances devrait se faire dans le cadre d'une analyse plus large qui tiendrait compte de l'ensemble des aspects financiers, économiques et sociaux encadrant la mise en place d'une production gazière, notamment le niveau de droits exigés lors de l'attribution des droits d'exploration et la forte concurrence actuelle dans ce marché.
- Deux niveaux d'analyse doivent être distingués afin de répartir équitablement les revenus tirés de l'exploitation : 1) la compensation des externalités aux acteurs qui les subissent; 2) la distribution des bénéfices nets de l'exploitation entre les acteurs sociaux et économiques.
- Un soin particulier doit être apporté à la couverture par les exploitants des frais encourus par l'administration publique pour l'encadrement réglementaire. En effet, les frais administratifs de premier

niveau, mais également les interventions de l'État pour l'encadrement social entraînent des coûts. Le principe utilisateur payeur doit être respecté dans une perspective d'équité.

- Peu de mécanismes permettent aux gouvernements locaux ou régionaux de prélever les sommes nécessaires pour compenser les diverses externalités, notamment l'usure des infrastructures occasionnées par l'arrivée d'une grande industrie.
- Dans tous les cas, des mesures d'atténuation ou de compensation devront faire partie de la négociation sociale qu'implique l'arrivée d'une industrie lourde dans une région. De telles mesures peuvent ainsi contribuer à un niveau plus élevé d'acceptation sociale de la filière.

Liste des études

M-1 Documentation des expériences de participation publique et analyse de quelques pratiques clés pour en comprendre l'intérêt, le fonctionnement et les risques et élaboration de quelques scénarios de participation publique potentiels selon les phases de réalisation de l'ÉES sur le gaz de schiste en détaillant leur rationalité et leur pertinence respective (2012). Jean-Philippe Waaub, professeur au département de géographie de l'Université du Québec à Montréal.

M-2 Description d'un projet type de gaz de schiste selon les phases d'exploration, de développement, d'exploitation et de fermeture et suivi (2012). École polytechnique – Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services, et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

P-1 Estimation du potentiel gazier du Québec, analyse des évolutions possibles des prix du gaz naturel et élaboration des scénarios de développement plausibles (2012). Université Laval – Département de géologie et Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, et Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Scénarios de développement).

E1-1 Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste sur toute sa période de développement et de production, détermination des impacts environnementaux associés à l'utilisation de cette ressource et élaboration des recommandations quant à l'encadrement de l'industrie (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

E2-1 L'acquisition des données et des conditions hydrogéologiques sur les formations profondes (roc) et à plus de 100 m afin de concevoir des modèles conceptuels et numériques des systèmes hydrogéologiques qui pourront être utilisés pour évaluer la dynamique de circulation des fluides en profondeur (avant et après fracturation); ces modèles permettront de cibler les zones sensibles et celles pour lesquelles il y a un manque de connaissances (2012). Institut national de recherche scientifique – Centre eau, terre, environnement, et Commission Géologique du Canada.

E2-2 L'identification des cours d'eau des basses terres qui ne peuvent pas fournir le volume nécessaire à l'industrie (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Centre d'expertise hydrique du Québec, Direction des politiques de l'eau et Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

E2-3 Le classement des aquifères du Québec qui aurait pour objectif d'identifier les aquifères importants, dont l'eau est utilisable pour la consommation humaine et animale pour les protéger, en y interdisant les puits gaziers et toute autre activité pouvant compromettre la ressource à cause de fuites ou de déversements de substances toxiques (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction des politiques de l'eau et Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

E2-4 L'étude de faisabilité sur la possibilité d'établir une cartographie des eaux utilisables en fonction de la profondeur des nappes sur tout le territoire d'intérêt (2013). Ministère du Développement durable, de

l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Direction des politiques de l'eau.

E3-1 Analyse des normes existantes dans certains États et certaines provinces pour les forages, de la conception à la construction, en passant par la vérification, la fracturation, la complétion et la fermeture (2013). Ministère des Ressources naturelles. *Une partie de cette étude est intégrée dans l'étude L1-1.*

E3-2 Détermination des problèmes de déversements et de fuites rencontrés au Québec et dans d'autres juridictions par l'industrie du gaz de schiste au cours des dernières années et documentation sur les causes et les conséquences de ces incidents et les mesures prises pour les corriger (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Pôle d'expertise régionale du secteur industriel, J. P. Lacoursière inc. et Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques. *Une partie de cette étude est intégrée dans l'étude EC2-5 et dans l'étude R2-1).*

E3-3 Étude de puits type, représentatif des puits forés au Québec au cours des deux dernières décennies (2013). Ministère des Ressources naturelles.

E3-4 Détermination des risques de fuites et de déversements (bassin de rétention, transport, pendant l'injection, retour des eaux de reflux), conséquences potentielles de ces incidents sur l'environnement et la santé et évaluation des mesures de mitigation permettant de minimiser ces conséquences (2013). J. P. Lacoursière inc.

E3-5 Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et des sous-produits de dégradation et de réaction; évaluation de leurs propriétés toxicologiques et de leur potentiel de biodégradation, de bioaccumulation, de persistance et de toxicité globale (2013). Centre de recherche industrielle du Québec et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques, Direction du suivi de l'état de l'environnement, Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec.

E3-6 Évaluation des contaminants d'origine naturelle présents dans le schiste et susceptibles de se retrouver dans les eaux de reflux (2013). Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Direction du suivi de l'état de l'environnement.

E3-7 Évaluation de la vulnérabilité des prises d'eau potable, et de toute autre prise d'eau, attribuable à la capacité de support des écosystèmes des cours d'eau pour certaines substances toxiques (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction des politiques de l'eau.

E3-8 Revue de la littérature sur les données disponibles sur d'autres juridictions (Pennsylvanie et Ohio) ayant foré dans le shale d'Utica concernant les substances utilisées pour le forage et la fracturation et les sous-produits de dégradation et de réaction (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Direction du suivi de l'état de l'environnement. *Cette étude est intégrée dans l'étude E3-5.*

E3-9 Évaluation de la concentration naturelle de méthane dans les eaux souterraines dans les basses

terres du Saint-Laurent; identification de l'origine du méthane présent; identification des mécanismes de migration préférentielle du méthane d'origine naturelle (2013). Groupe de recherche interuniversitaire en eau souterraine, Geotop (UQAM) et Université Laval – Département de géologie.

E3-10 Modélisation, à partir de simulation numérique, de la migration des eaux de fracturation et du méthane, en utilisant les variables physiques (géologiques, physicochimiques et hydrogéologiques) propres à la province géologique des basses-terres du Saint-Laurent et de ses bassins versants (2013). Groupe de recherche interuniversitaire en eau souterraine, Geotop (UQAM) et Université Laval - Département de géologie.

E3-11 Inventaire des normes et des règlements touchant la gestion des matières résiduelles provenant des sites de forage en application au Québec (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction des matières résiduelles et des lieux contaminés et Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

E3-12 Inventaire des données disponibles sur les caractéristiques physicochimiques de ces résidus par l'analyse de sites existants (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques, Direction du suivi de l'état de l'environnement et Direction des matières résiduelles et des lieux contaminés.

E4-1 Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leur coût selon le niveau de production des eaux de reflux et leur qualité, leur réutilisation possible, leur acheminement (bassins de rétention sur place, ouvrages municipaux d'assainissement, autres types d'usines) et leur disposition finale (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction des politiques de l'eau.

E4-2 Revue des technologies de traitement des eaux usées disponibles ainsi que de leur efficacité en regard des substances à risque (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction des politiques de l'eau.

E4-3 Analyse des impacts environnementaux et des risques de sismicité induite reliés au stockage des eaux de reflux dans des formations géologiques profondes au Québec. Le cas échéant, détermination des obligations réglementaires en matière d'études, de méthodes et de suivis pour l'autorisation d'un tel projet si cette pratique pouvait se faire de façon sécuritaire au Québec (2013). Commission géologique du Canada et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction des politiques de l'eau.

A1-1 Évaluation des taux d'émissions de contaminants atmosphériques provenant des sources fixes, mobiles et fugitives d'un projet type de gaz de schiste et en fonction des scénarios élaborés qui tiendra compte des activités simultanées (2013). SNC-Lavalin inc.

A1-2 Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants émis par les sources fixes et mobiles d'un projet type dans un milieu type représentatif des basses terres du Saint-Laurent et de l'impact de ces contaminants sur la qualité de l'air ambiant. Cette étude se fera en lien avec l'étude S3-1 : Estimation des impacts attendus sur la santé des populations exposées et évaluation de l'importance

de ces impacts sur leur qualité de vie (2013). SNC-Lavalin inc. et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction du suivi de l'état de l'environnement.

GES1-1 Évaluation du niveau d'émissions de gaz à effet de serre provenant des sources fixes, mobiles et fugitives d'un projet type de gaz de schiste, de la phase préproduction à la phase fermeture (2013). École polytechnique – Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services.

GES1-2 Bilan des gaz à effet de serre émis par un projet type de gaz de schiste en fonction des scénarios élaborés. Cette étude sera faite en lien avec l'étude EC2-3 : Analyse environnementale du cycle de vie d'un projet type de gaz de schiste (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau des changements climatiques.

R1-1 Détermination des risques naturels potentiels dans la région désignée pour l'exploitation du gaz de schiste et des répercussions appréhendées de ces événements sur les installations d'un projet type et sur la sécurité de la population (2013). Ministère des Transports du Québec.

R1-2 Analyse du risque que des phénomènes naturels soient provoqués par les activités de l'industrie du gaz de schiste et des conséquences appréhendées sur la sécurité et les biens de la population. Cette analyse alimentera également les études sur le risque à la santé (2013). Ministère des Transports du Québec et expert universitaire.

R2-1 Analyse des risques technologiques associés aux activités d'un projet type de gaz de schiste (2013). J. P. Lacoursière inc.

S1-1 Analyse du régime québécois de gouvernance minier et de ses conséquences et comparaison avec les régimes miniers et des hydrocarbures dans le monde (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et ministère des Ressources naturelles.

S1-2 Analyse du potentiel de l'instance municipale et d'autres instances pertinentes en matière d'encadrement et de développement de l'industrie du gaz de schiste (2013). Université du Québec en Outaouais – Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires.

S1-3 Études de trois cas sur le déploiement et la gouvernance : le cas de la filière éolienne, le cas du nouveau régime forestier et le cas de l'industrie porcine (2013). Université du Québec à Rimouski – Chaire de recherche du Canada en développement régional et territorial.

S1-4 Définition de trois scénarios de gouvernance territoriale selon les degrés de préséance accordée au développement gazier, en précisant, pour chacun, le cadre juridique, les mécanismes d'élaboration, le mode de fonctionnement, le rôle des municipalités et des autres institutions concernées et la répartition des responsabilités entre les niveaux décisionnels (local, régional, national), l'acceptabilité sociale, la transition en regard du régime actuel, la faisabilité, les freins, les écueils et les problèmes possibles ainsi que les bénéfices (2013). Université du Québec en Outaouais – Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires.

S2-1 Élaboration de l'état des lieux des communautés d'accueil en détaillant leurs dimensions environnementale, sociale et économique ainsi que leur gouvernance (2013). Ministère du

Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

S2-2 Étude de cas de la CPTAQ : historique, fonctionnement, résultats (2013). Commission de protection du territoire agricole du Québec et Université de Sherbrooke – Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la gouvernance environnementale.

S2-3 Analyse du rôle potentiel de la CPTAQ à l'égard de l'industrie du gaz de schiste comme mode de régulation des conflits d'usage (2013). Université de Sherbrooke – Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la Gouvernance environnementale.

S2-4 Inventaire et cartographie : 1) du réseau d'aires protégées; 2) des territoires régionaux d'intérêt historique, culturel, esthétique et écologique; 3) des parcs et espaces verts municipaux; 4) des plans de conservation; 5) de la désignation des terres agricoles dynamiques et du potentiel des sols arables. Évaluation du potentiel du patrimoine archéologique régional. Évaluation des impacts cumulatifs potentiels des activités de l'industrie du gaz de schiste sur les éléments du patrimoine répertoriés et désignation des mesures de mitigation (2013). Université du Québec à Chicoutimi.

S2-5 Détermination et documentation des impacts (visuel, patrimoine) associés aux différentes phases de développement de l'industrie et désignation des mesures qui pourraient permettre de les éliminer, de les atténuer et d'y remédier (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

S2-6 Modélisation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste en fonction du projet type et des scénarios de développement (2013). Systèmes de contrôle actif Soft DB inc.

S2-7 Détermination et documentation des impacts sociaux associés aux différentes phases de développement de l'industrie et désignation des mesures permettant de les éliminer, de les atténuer et d'y remédier, notamment, mais non exclusivement, en ce qui concerne : l'intensité et la chronicité du bruit environnemental selon divers scénarios de projets (puits unique ou multipuits) et de distances séparatrices; l'augmentation du camionnage et la construction de nouveaux accès routiers (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

S3-1 Sur la base des résultats des études sur la qualité de l'air, estimation des impacts attendus sur la santé des populations exposées et évaluation de l'importance de ces impacts sur leur qualité de vie (2013). Institut national de santé publique du Québec.

S3-2 Sur la base des résultats des études quantitatives et qualitatives dans le domaine de l'eau : Estimation des impacts appréhendés sur la santé des populations exposées et évaluation de l'importance de ces impacts sur leur qualité de vie; Évaluation de la vulnérabilité des sources d'eau potable actuelles et potentielles, selon leur utilisation (consommation humaine ou animale, production agricole ou piscicole, etc.) et proposition d'un modèle de suivi pour la gestion des sources d'eau potable, incluant des mesures d'urgence (2013). Institut national de santé publique du Québec (partie a) et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) – Direction des politiques de l'eau (partie b).

S3-3 Sur la base des résultats des analyses touchant les risques technologiques et naturels associés aux activités d'un projet type de gaz de schiste, documentation de la perception des risques et des impacts psychosociaux chez les populations locales, selon un échantillon représentatif des groupes sociaux et de l'indice de développement des localités (2013). Institut national de santé publique du Québec.

S3-4 Détermination des pratiques (forces et faiblesses) en matière de communication du risque entre l'industrie, les municipalités et les organismes provinciaux responsables de la sécurité; élaboration, d'un plan type de communication du risque, selon la nature du projet, incluant les modes de surveillance et de suivi (2013). Ministère de la Sécurité publique (MSP).

S3-5 Documentation des impacts du développement de l'industrie du gaz de schiste sur l'aménagement du territoire, notamment en ce qui a trait à l'agriculture, la foresterie et le tourisme, et définition des conflits d'usages potentiels selon les divers scénarios de développement (2013). Université du Québec en Outaouais – Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires.

S3-6 Évaluation des impacts sociaux que pourraient avoir les infrastructures gazières sur les collectivités locales en lien avec l'exploitation et le transport du gaz de schiste (2013). Université du Québec en Outaouais – Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires.

S4-1 Analyse des facteurs influant sur l'acceptabilité sociale de l'industrie du gaz de schiste au Québec (2013). Université du Québec à Rimouski – Chaire de recherche du Canada en développement régional et territorial.

S4-2 Élaboration de scénarios de processus de participation publique et des instances correspondantes à l'échelle locale et, au chapitre des projets, description du cheminement pour chacun des projets, de la durée du processus et des coûts associés (2013). Université du Québec en Outaouais – Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires.

S4-3a Analyse comparée des perceptions du public à l'égard de l'industrie du gaz de schiste au Québec, en France, aux États-Unis et ailleurs au Canada (2013). Université de Montréal – Centre de recherche sur les politiques et le développement social.

S4-3b Analyse du comportement actuel et passé de l'industrie du gaz de schiste au Québec et à l'étranger ainsi que des pratiques de responsabilité sociale dans les secteurs pétroliers et miniers (volet documentaire et volet empirique), étude de l'applicabilité du cadre de responsabilité sociale proposé par la norme ISO 26000 et d'autres normes internationales et, le cas échéant, analyse de la pertinence de leur application à l'industrie du gaz de schiste au Québec (2013). Université de Montréal – Hautes études commerciales – Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable.

S4-4 Étude des mécanismes potentiels (certification, divulgation, écoconditionnalité) assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes, pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective (2013). Université de Montréal – Hautes études commerciales – Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable.

S4-5 Documentation de l'encadrement des conditions de travail au sein de l'industrie du gaz de schiste,

notamment en matière de santé et de sécurité du travail, dans les provinces et les États étrangers; proposition d'un encadrement particulier au Québec (2013). Commission de la santé et de la sécurité du travail.

S4-6 Documentation des formations et des métiers pertinents à cette industrie et analyse des possibilités de transfert de compétences vers le Québec (2013). Ministère de l'Éducation, du Loisir et du Sport – Direction de la formation professionnelle, et ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche, de la Science et de la Technologie.

S4-7 Détermination et documentation des impacts, sur les populations autochtones, des activités associées aux phases de développement de l'industrie et désignation des mesures permettant de les éliminer, de les atténuer et d'y remédier, de même que des dispositifs de consultation et de dialogue auprès de ces communautés (2013). Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.

S4-8 Détermination des facteurs permettant de maximiser les retombées sociales et de minimiser les problèmes sociaux associés au développement de l'industrie du gaz de schiste et développement des mécanismes de mise en œuvre (2013). Université de Montréal – Hautes études commerciales – Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable.

EC1-1 Sur la base d'une projection des besoins énergétiques du Québec, analyse de divers scénarios de consommation de gaz naturel sur un horizon de 25 ans en tenant compte des paramètres économiques et sociopolitiques pertinents, et de l'effet d'une production locale sur cette consommation (2013). Université Laval – Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.

EC1-2 Analyse des enjeux de développement durable que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste par rapport à d'autres filières en regard des principes contenus dans la Loi et détail de la manière dont cette filière peut s'insérer dans les orientations de la stratégie énergétique adoptée par le gouvernement du Québec pour la période 2006-2015 (2013). Genivar.

EC2-1 Détail des coûts privés et publics par phase de réalisation et totaux incluant la phase de fermeture et suivi estimés à partir du projet type de gaz de schiste défini au préalable (2013). Genivar, Groupe AGECO et Jean-Thomas Bernard.

EC2-2 Projections financières pro forma d'un projet type de gaz de schiste, incluant la phase de fermeture et suivi. Ces projections seront faites sur la base de différents scénarios de développement. Elles seront également basées sur les coûts pour un site unique avec plusieurs puits (2013). Genivar, Groupe AGECO et Jean-Thomas Bernard. *Cette étude est intégrée dans les études EC2-1 et EC2-4.*

EC2-3 Analyse environnementale du cycle de vie d'un projet type de gaz de schiste (2013). École polytechnique – Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services.

EC2-4 Analyse avantages-coûts du développement de la filière du gaz de schiste en fonction des scénarios de développement, des scénarios de partage de la rente et des externalités (2013). Genivar, Groupe AGECO et Jean-Thomas Bernard.

EC2-5 Inventaire des technologies et des mesures susceptibles de réduire les risques et des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste (2013). Ministère des Ressources naturelles et ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

EC3-1 Évaluation des retombées économiques du développement de la filière du gaz de schiste en fonction des scénarios de développement (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Direction de l'analyse et des instruments économiques et Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques.

EC4-1 Calcul des niveaux de la rente selon les scénarios de développement retenus en tenant compte du contexte international et des externalités environnementale (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Claude Sauvé, économiste conseil. *Cette étude a été produite afin de fournir une base de connaissances au Comité.*

EC4-2 Inventaire et analyse des outils (économiques, fiscaux, etc.) permettant de capter pour divers bénéficiaires la rente gazière (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Claude Sauvé, économiste conseil. *Cette étude a été produite afin de fournir une base de connaissances au Comité.*

EC4-3 Scénarios de partage et utilisation de la rente.

- Évaluation des niveaux de compensation selon les externalités environnementales, sociales et économiques estimés par les volets pertinents de l'analyse environnementale stratégique ainsi que de l'analyse avantages-coûts.
- Détermination des acteurs sociaux sujets à des compensations, des mécanismes de gestion des moyens compensatoires et des modalités d'exercice de ces compensations (fardeau de la preuve, etc.).
- Analyse des principes susceptibles de guider la redistribution de la rente gazière à partir notamment des modèles de redistribution observables qui respectent les principes de développement durable.
- Établissement des scénarios de partage de la rente qui détaille : a) le niveau des compensations et les acteurs concernés; b) le partage de la rente nette (après compensations) entre les acteurs sociaux.
- Détermination des utilisations possibles de la rente, en précisant leur rationalité et en analysant leur pertinence pour la société québécoise (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Claude Sauvé, économiste conseil.

EC4-4 Analyser différents scénarios de redevances, de taxation et de prise de participation (par exemple, le modèle norvégien) pour juger de leurs répercussions sur les plans environnemental, social et économique (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Claude Sauvé, économiste conseil. *Cette étude a été produite afin de fournir une base de connaissances au Comité.*

EC4-5 Procéder à des études de cas comparatives (par exemple, le Texas, l'Alberta, la Pennsylvanie, la

mer du Nord) pour juger de l'intérêt d'un système par rapport à un autre (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Claude Sauvé, économiste conseil. *Cette étude a été produite afin de fournir une base de connaissances au Comité.*

EC4-6 Explorer les mécanismes économiques favorisant la responsabilité sociale et environnementale des opérateurs économiques (2013). Université de Montréal – Hautes études commerciales – Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable.

EC4-7 Faire une recherche particulière sur les mesures d'écofiscalité utilisées dans le monde dans ce domaine et leur applicabilité au Québec (2013). Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs – Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Claude Sauvé, économiste conseil.

EC5-1 Description et analyse du fonctionnement des mécanismes d'encadrements réglementaires et législatifs existants dans différents pays et analyse de leur applicabilité potentielle au Québec. *Les sujets de cette étude sont traités dans les études L1-1, L2-1 et L3-1.*

EC5-2 Analyse de la structure industrielle de l'industrie du gaz de schiste ou d'industries connexes dans différents contextes nationaux et de ses répercussions dans les domaines environnementaux, sociaux et économiques. *Ce thème est traité dans l'étude EC1-2.*

EC5-3 Analyse des mesures de transition entre le régime actuel et les régimes potentiels. *Comme le rapport du Comité n'inclut pas de recommandations, cette étude n'est pas requise.*

L1-1 Analyse comparative des législations encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste en vigueur dans d'autres provinces et États (2013). Université Laval – Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement.

L2-1 Description des champs d'intervention de la législation québécoise encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et analyse des mécanismes d'application en vigueur en termes d'effectivité, d'efficacité et d'efficience (2013). Université Laval – Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement.

L3-1 Élaboration de propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste (2013). Université Laval – Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement.

O-1 Sur la base des constats et des recommandations de l'ÉES, proposer au besoin un scénario de mise en place d'observatoires scientifiques permettant de recueillir et d'analyser des données sur l'impact environnemental, social et économique de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste (2013). Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. *Ce thème est traité au chapitre 16 du présent rapport synthèse.*

Bibliographie

ALBERTA ENERGY. (2010). *Directive 020: Well Abandonment.* En ligne. <http://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-020>.

ALLEN, D. T., et coll. (2013). « Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States ». *Proceedings of National Academy of Sciences*, PNAS, vol. 110, nº 44.

ALLER, L., et coll. (1987). *DRASTIC: A standardized system for evaluating ground water pollution potential using hydrogeologic settings.* National Water Well Association, Dublin, OH.

BCOGC. 2012. *Investigation on observed seismicity in the Horne River Basin.* British Columbia Oil and Gaz Commission, Victoria, Canada. En ligne. <http://www.bcogc.ca/node/8046/download?documentID=1270>.

BÉDARD, K., F.-A. COMEAU et M. MALO. (2013). *Modélisation géologique 3D du bassin des basses-terres du Saint-Laurent.* Rapport final INRSCO2-2013-V1.5. Institut national de la recherche scientifique, Eau Terre et Environnement. Rapport de recherche INRS-ETE R-1440, 21 p.

BÉLAND, P. et C. MORIN. (2000). *Le gisement de gaz naturel de Saint-Flavien.* Québec : ministère des Ressources naturelles, Direction du gaz et du pétrole, 19 p.

BENOIT, N., G. FOREST, N. ROY et M. NASTEV. (2008). *Développement d'un modèle hydrogéologique conceptuel pour le bassin de la rivière Chaudière.* Québec : In Proc., 61st Annual CGS and 9th Joint IAH-CNC Groundwater Specialty Conference, Edmonton.

BOLDUC, S., M. LAROCQUE et G. PRICHONNET. (2006). « Vulnérabilité de l'eau souterraine à la contamination par les nitrates sur le bassin versant de la rivière Noire (Montérégie, Québec) ». *Revue des sciences de l'eau / Journal of Water Science*, vol. 19, n° 2, p. 87-99.

BREDEHOEFT, J. (2005). « The conceptualization model problem–surprise ». *Hydrogeology Journal,* vol. 13, nº 1, p. 37-46.

BRISEBOIS, D. et J. BRUN. (1994). « La plateforme du Saint-Laurent et les Appalaches ». *Géologie du Québec.* Ministère des Ressources naturelles, MM 94-01, p. 95-120.

BROUYÈRE, S., et coll. (2001). « Evaluation and validation of vulnerability concepts using a physically based approach ». *Mémoire des Sciences et Techniques de l'Environnement,* vol.º 13. Proceedings of the 7th Conference on Limestone Hydrology and Fissured Media, Besançon, du 20 au 22 septembre 2001, p. 67-72. Université de Franche-Comte, Sciences et Techniques de l'Environnement, Besançon.

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. (2011). *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec.* Rapport 273, 323 p.

BURNHAM, A., et coll. (2012). « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas Natural Gas, Coal, and Petroleum ». *Environmental Science & Technology*, vol, 46, nº 2, p. 619-627.

CANARDS ILLIMITÉS CANADA. (2006a). *Portrait des milieux humides de la Montérégie, les milieux humides une source de vie.* En ligne. <http://www.ducks.ca/assets/2012/07a/PRCMH_R16_MONT_2006_portrait_cartes.pdf>.

CANARDS ILLIMITÉS CANADA. (2006b). *Portrait des milieux humides de la Chaudière-Appalaches, les milieux humides une source de vie.* En ligne. <http://www.ducks.ca/assets/2012/07a/PRCMH_R12_CHAP_2006_portrait_cartes.pdf>.

CARRIER, M.-A., et coll. (2013). *Portrait des ressources en eau souterraine en Montérégie-Est, Québec, Canada.* Projet réalisé conjointement par l'INRS, la CGC, l'OBV Yamaska et l'IRDA dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines. Rapport final INRS R-1433.

CARSON, M. A. (1979). « Le glissement de Rigaud (Québec) du 3 mai 1978 : une interprétation du mode de rupture d'après la morphologie de la cicatrice ». *Géographie physique et quaternaire,* vol. 33, p. 63-92.

CASTONGUAY, S., D. LAVOIE, J. DIETRICH et J.-Y. LALIBERTÉ. (2010). « Structure and petroleum plays of the St. Lawrence Platform and Appalachians in southern Quebec: insights from interpretation of MRNQ seismic reflection data ». *Bulletin of Canadian Petroleum Geology,* vol. 58, nº 3, p. 219-234. En ligne. <http://dx.doi.org/10.2113/gscpgbull.58.3.219>.

CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE. (2013). *Potential Economic Impacts of Developing Québec's Shale Gas.* Study No. 132, 31 p.

CHOWDURY, S. H., A. E. KEHEW et R. PASSERO. (2003). « Correlation between nitrate contamination and ground water pollution potentials ». *Ground Water,* vol. 41, nº 6, p. 735-745.

COGESAF. 2010. *Enjeux et orientations, objectifs et indicateurs du Plan directeur de l'eau du bassin versant de la rivière Saint-François.* En ligne. <http://www.cogesaf.qc.ca/wp-content/PDE/PDECOGESAFEnjeu.pdf>.

COMEAU, F.-A., et coll. (2004). « Taconian mélanges in the parautochthonous zone of the Quebec Appalachians revisited: implications for foreland basin and thrust belt evolution ». *Canadian Journal of Earth Sciences,* vol. 41, nº 12, p. 1473-1490. En ligne. <http://dx.doi.org/10.1139/e04-083>.

COMEAU, F.-A., K. BÉDARD et M. MALO. (2013). *Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies.* Rapport INRSCO2-2013-V1-4. Rapport de recherche INRS-ETE, R-1442, 71 p.

COMITÉ DE L'ÉES. (2012). *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.* 81 p.

CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES. (2009). *La gestion durable des eaux souterraines au canada.*

CONSIDINE, T., R. WATSON, N. CONSIDINE et J. MARTIN. (2012). *Environmental Impacts during Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies.* Shale Resources and Society Institute (SRSI). En ligne. http://www.ourenergypolicy.org/environmental-impacts-during-marcellus-shale-gasdrilling-causes-impacts-and-remedies/.

COOKE, C. E., et coll. (1983). « Field measurement and annular pressure and temperature during primary cementing », *Journal of Petroleum Technology*, 35 (8), p. 1429-1438.

CÔTÉ, M.-J., et coll. (2006). *Atlas du bassin versant de la rivière Châteauguay.* Collaboration étroite avec la Commission géologique du Canada et l'Institut national de la recherche scientifique – Eau, Terre et Environnement. Québec : ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. 64 p.

CPTAQ. (2012). « Données sur le territoire en zone agricole par région administrative, par MRC et par territoire équivalent au 31 mars 2012 ». *Annexe statistique 2011-2012, 4 p.* En ligne. <http://www.cptaq.gouv.qc.ca/fileadmin/fr/publications/publications/rannuel/rap_annuel2011-2012/contenu/pdf/14_tableau_MRC.pdf>.

CRÉ MONTÉRÉGIE-EST. (2013). En ligne. <http://www.monteregie-est.org>.

CRRNT CHAUDIÈRE-APPALACHES. (2010). « Plan régional de développement intégré des ressources naturelles et du territoire (PRDIRT) ». *Portrait des ressources naturelles de la Chaudière-Appalaches*, 252 p. En ligne. <http://www.chaudiere-appalaches.qc.ca/upload/crrnt/editor/asset/2009/Portrait%20des%20ressources%20naturelles.pdf>.

DUSSEAULT, M., M. GRAY et P. NAWROCKI. (2000). *Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences.* Paper presented at Society of Petroleum Engineers International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China.

EISNER, L. E., E. JANSKA, I. OPRSAL et P. MATOUSEK. 2011. « Seismic analysis of the events in the vicinity of Preese Hall well ». *Report from Seismik to Cuadrilla Resources Ltd.* En ligne. <www.cuadrillaresources.com/wp-content/uploads/2011/12/Seismik_SeismicReport_final3009111.pdf>.

ELLSWORTH, W. L. (2013). « Injection-induced earthquakes – Review ». *Science*, vol. 341, nº 6142.

ELLSWORTH, W. L., et coll. (2012). « Are seismicity rate changes in the Midcontinent natural or manmade? ». Présentation dans le cadre du *2012 Seismological Society of America Annual Meeting.*

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. (2013). En ligne. <http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_wells_s1_a.htm>.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. (2012). « Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources ». *Progress Report, EPA 601/R-12/011.* United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, D.C.

FLEURY, A. (1988). « Évaluation pétrophysique du puits Tioxide Tracy No. 1 ». *Rapport de fin de forage 1986RS027.* Québec : ministère de l'Énergie et des Ressources.

FLEWELLING, S. A., M. P. TYMCHAK et N. WARPINSKI. (2013). « Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations ». *Geophysical Research Letters,* vol. 40.

FOCAZIO, M. J., T. E. REILLY, M. G. RUPERT et D. R. HELSEL. (2002). « Assessing ground-water vulnerability to contamination: Providing scientifically defensible information for decision makers ». USGS Circular 1224. Reston, Virginia: USGS.

FORTIN, A., D. OUELLET, S. PARADIS et D. DEMERS. (2008). « Développement au ministère des Transports d'un portail information pour l'accès à des bases de données géotechniques ». In *J. Locat, D. Perret, D. Turmel et S. Leroueil, Comptes rendus de la 4e Conférence canadienne sur les géorisques : des causes à la gestion,* p. 169-174.

FRIND, E. O., J. W. MOLSON et D. L. RUDOLPH. (2006). « Well vulnerability: A quantitative approach for source water protection ». *Ground Water,* vol. 44, nº 5, p. 732-742.

GASSIAT, C., T. GLEESON, R. LEFEBVRE et J. McKENZIE. (2013). « Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential long term contamination of shallow aquifers ». *Water Resources Research,* en impression.

GLOBENSKY, Y. (1987) *Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent.* Québec : ministère de l'Énergie et des Ressources, MM 85-02, 63 p.

GONZÁLEZ, P., et M. KHATER. (2012). *Scénario économique pour un puits de l'Utica,* Université Laval. Non publié.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (1997). « Symposium sur la gestion de l'eau au Québec : document de référence ». Québec, Québec.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2006). *Loi sur le développement durable.* Québec : Éditeur officiel du Québec. En ligne. <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/D_8_1_1/D8_1_1.html>.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2012). *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, Phase I.* En ligne. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/pacc2020.htm>.

GROAT, C. G., et T. W. GRIMSHAW. (2012). *Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development.* The Energy Institute, University of Texas at Austin. 414 p. En ligne. <http://cewc.colostate.edu/wp-content/uploads/2012/02/ei_shale_gas_regulation120215.pdf>.

HOWARTH, R. W., R. SANTORO et A. INGRAFFEA. (2011). « Methane and greenhouse gas footprint of natural gas from shale formation ». *Climatic Change Letters,* vol. 106, nº 4, p. 679-690.

HOWARTH R. W., R. SANTORO et A. INGRAFFEA. (2012). « Venting and leaking of methane from shale gas development: Response to Cathles et al. ». *Climatic Change Letters,* vol. 113, no 2, p. 537-549.

HRYCIW, R. D., S. VITTON et T. G. THOMANN. (1990). « Liquefaction and flow faulure during seismic exploration ». *Journal of Geothechnical Engineering,* vol. 116, nº 12, p. 1881-1899.

HUGUES, J. D. (2011). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Shale Gas Compared to Coal: An Analysis of Two Conflicting Studies.* 23 p.

INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC. (2012a). « Bulletin statistique régional », Édition 2012, Montérégie, 38 p.

INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC. (2012b). « Bulletin statistique régional », Édition 2012, Centre-du-Québec, 33 p.

INSTITUT DE LA STATITSIQUE DU QUÉBEC. (2012c). « Bulletin statistique régional », Édition 2012, Chaudière-Appalaches, 34 p.

INSTITUT NATIONAL DE RECHERCHE SCIENTIFIQUE et EMPLOI-QUÉBEC. (2011). « Portrait socioéconomique de la région de la Chaudière-Appalaches. Synthèse des territoires relevant des centres locaux d'emploi (CLE) ». 38 p. En ligne. <http://emploiquebec.net/publications/Liens-indirects/12_imt_portrait_llslet_2010-2.pdf>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Agence internationale de l'énergie. En ligne. <www.worldenergyoutlook.org>.

JACKSON, R. E., et coll. (2013). « Groundwater protection and unconventional gas extraction: The critical need for field-based hydrogeological research ». *Groundwater,* vol. 51, nº 4, p. 488-510.

JOHNSON, E. G., et L. A. JOHNSON. (2012). « Hydraulic Fracture water usage in Northeast British Columbia: locations, volumes and trends ». *Geoscience Reports 2012.* British Columbia Ministry of Energy and Mines, p. 41-63.

JOHNSON, R. J. (1974). « Field operating experience in location and recovering landslide-damaged oil wells ». Présentation. Society of Petroleum Engineers of AIME, 44th Annual California Regional Meeting.

KERANEN, K., H. SAVAGE, G. ABERS et E. COCHRAN. (2013). « Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 M_w 5.7 earthquake sequence ». *Geology,* vol. 41, p. 699-702.

KONSTANTINOVSKAYA, E., et M. MALO. (2011). *Stress actuel dans les basses-terres du Saint-Laurent à partir des élongations de puits : implications pour le stockage du CO_2.* Rapport INRSCO2-2011-V2.4. Institut national de la recherche scientifique, Eau, Terre et Environnement. Rapport de recherche R-1267, 32 p.

KONSTANTINOVSKAYA, E., et coll. (2010). *Le potentiel de stockage du CO_2 expérimental dans les aquifères salins profonds de Bécancour : Partie 1 – Analyse des diagraphies et des profils sismiques.* Rapport INRSCO2-2010-V2.1. INRS-ETE. Rapport de recherche R-1150, 59 p.

KONSTANTINOVSKAYA, E., M. MALO et D. A. CASTILLON. (2012). « Present-day stress analysis of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin and implications for caprock integrity during CO_2 injection operation ». *Tectonophysics,* vol. 518-521, p. 119-137.

KONSTANTINOVSKAYA, E., T. D. TRAN NGOC, R. LEFEBVRE et M. MALO. (2011). *Le potentiel de stockage expérimental de CO_2 dans les aquifères profonds de Bécancour : Partie II – Évaluation de la porosité effective et de l'épaisseur productive nette.* Rapport INRSCO2-2011-V2.5. Rapport de recherche R-1266, INRS-ETE, 46 p. En ligne. <http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr>.

KRAMER, S. L. (1996). *Geotechnical Earthquake Engineering.* Prentice Hall.

LAMONTAGNE, M. (En préparation). *Étude de la nature des séismes enregistrés dans la vallée du Saint-Laurent au Québec pendant la période de fracturation hydraulique pour les gaz de shale (2006-2010).* Commission géologique du Canada. Dossier public 2014-xx.

LAMONTAGNE, M. et coll. (2012). « The 23 July 2012 mn4.1 Laurier-Station, Québec, Earthquake: A midcrustal tectonic earthquake occurrence unrelated to nearby underground natural gas storage », *Seismological Research Letters*, vol. 83, nº 5, p. 921-932.

LANDRY, B., et M. MERCIER. (1992). *Notions de géologie.* 3e édition revue et augmentée. Mont-Royal : Modulo, 565 p.

LAROCQUE, M., S. GAGNÉ, L. TREMBLAY et G. MEYZONNAT. (2013). *Projet de connaissance des eaux souterraines du bassin versant de la rivière Bécancour et de la MRC de Bécancour – Rapport final.* Rapport déposé au ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. 219 p.

LAURENCELLE, M., et coll. (2011). « Initial characterization of fractures and hydraulic properties of a rock aquifer system, Montérégie Est, Quebec, Canada ». *Geohydro2011.* Joint IAH-CNC, CANQUA and AHQ Conference, Quebec City, Canada, August 28-31, 2011, 7 p.

LAVOIE, J.Y., et coll. (2011). *Natural-Gas potential in the St.Lawrence Lowlands of Quebec: A Case Study.* SPE 137593-PA, Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada, 12 p.

LAVOIE, R., A. LEBEL, F. JOERIN et M. J. RODRIGUEZ. (2012). « Integration of groundwater information into decision making for regional planning: A portrait for North America ». *Journal of Environmental Planning and Management*, vol. 114, nº 1, p. 496-504.

LAVOIE, R., F. JOERIN et M. J. RODRIGUEZ. (2013). « Incorporating groundwater issues into regional planning in the Province of Quebec ». *Journal of Environmental Planning and Management.* En ligne. <http://dx.doi.org/10.1080/09640568.2012.751019>.

LOGAN, W. E. (1863). « Géologie du Canada, Rapport de progrès ». Commission géologique du Canada, 1037 p.

MACKIE RESEARCH CAPITAL CORPORATION. (2010). Spotlight on the Utica Shale Next Steps – The Path To Commercialization.

MAPAQ. (2012). *Profil régional de l'industrie bioalimentaire au Québec – Estimations pour 2011.* Québec : Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, 118 p. En ligne. <http://www.mapaq.gouv.qc.ca/SiteCollectionDocuments/Publications/ProfilregionalbioalimentaireComplet.pdf>.

MAPAQ. (2008). *Agriculture et agroalimentaire dans la région du Centre-du-Québec.* Québec : Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, 28 p. En ligne. <http://www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Regional.pdf>.

MATHIS, M. (2011). *Shale Natural Gas – Water Use Management.* Communication présentée à l'ICWP Annual Meeting, St. Louis, MO.

MDDEP. (2004). *Plan de développement durable du Québec.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. En ligne. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/developpement/2004>.

MDDEP. (2008). *Règlement sur le captage des eaux souterraines.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2008. ISBN : 978-2-550-53988-9 (pdf).

MDDEP. (2009). *Guide pour la prise en compte des principes de développement durable.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Bureau de coordination du développement durable. En ligne. <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/developpement/outils/guide-principesdd.pdf>. Consulté le 6 septembre 2013.

MDDEFP. (2011). *Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines – Conditions générales.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2011. ISBN : 978-2-550-53934-6 (pdf).

MDDEFP. (2013). *Portrait régional de l'eau.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. En ligne. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/regions/>.

MDDEFP. (2013a). *Projets PACES.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. En ligne. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm#premier>.

MDDEFP. (2013b). *Guide de conception des analyses de la vulnérabilité des prélèvements d'eau servant à l'alimentation en eau potable au Québec.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. C. Mercier Shanks et S. Théberge Éd. Document de travail, 15 mars 2013.

MDDEFP. (2013c). *Projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection.* Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. En ligne. <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=59605.PDF>.

MDDEFP. (2013d). « Banque de données sur la qualité de l'air ambiant ». Québec : Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, Direction du suivi de l'état de l'environnement.

MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC. (2012). « Le Québec et ses ressources naturelles - pour en tirer le plein potentiel ». *Budget 2012-2013.* ISBN 978-2-550-64249-7 (pdf). En ligne. <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2012-2013/fr/documents/Ressources.pdf>.

MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC. (2011). *Un régime de redevances juste et concurrentiel – Pour une exploitation responsable du gaz de schiste.* Document budgétaire. Gouvernement du Québec, mars 2011.

MOLOFSKY, L. J. et coll. (2013). « Evaluation of Methane Sources in Groundwater in Northeastern Pennsylvania ». *Groundwater,* vol. 51, nº 3, p, 333-349.

MOLSON, J.W., et E. O. FRIND. (2012). « On the use of mean groundwater age, life expectancy and capture probability for defining aquifer vulnerability and time-of-travel zones for source water protection ». *Journal of Contaminant Hydrology,* vol. 127, no 1-4, p. 76-87.

MRNF. (2010). *Le développement du gaz de schiste au Québec* (Document technique). Québec, Québec: Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

MYRAND, D. (2008). *Guide technique – Captage d'eau souterraine pour des résidences isolées.* Québec : ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. ISBN : 978-2-550-51418-3 (pdf), 67 p.

NADEAU, L., et coll. (1998). « Preliminary results and tectonic setting of the Cap-Rouge earthquake of November 5, 1997, Quebec ». Recherches en cours 1998-E, Geological Survey of Canada, p. 105-115.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL. (2012). *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies.* National Academies Press, New York, 225 p.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION. (2011). *Revised Draft SGEIS on The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program.* 1 537 p. En ligne. <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>.

NICOT, J.-P. et B. R. SCANION. (2012). « Water use for shale-gas production in Texas, U.S ». *Environmental Science and Technology*, vol. 46, no 6, p. 3580-3586.

O'CONNOR, D. (2011). *GHGenius.* Préparé pour Ressources naturelles Canada. En ligne. <http://www.ghgenius.ca/>.

O'CONNOR, D. (2002). *Report of the Walkerton Inquiry, Part 2.* Ontario Ministry of the Attorney General, Province of Ontario.

OLMSTEAD, S. M., MUEHLENBACHS, L. a, SHIH, J.-S., CHU, Z., & KRUPNICK, A. J. (2013). Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2013, 1–6. doi:10.1073/pnas.1213871110

ONE. (2011). Avenir énergétique du Canada offre et demande énergétiques à l'horizon 2035.

ORGANISATION MONDIALE DE LA SANTÉ. (2009). *Handbook on indoor radon, a public health perspective.* Édité par Hajo Zeeb et Ferid Shannoun. ISBN 978-92-4-154767-3.

OSBORN, S. G., A. VENGOSH, N. R. WARNER et R. B. JACKSON. (2011). « Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing ». *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 108, nº 20, p. 8172-8176.

RASMUSSEN, H., A. ROULEAU et S. CHEVALIER, éditeurs scientifiques. (2006). *Outils de détermination d'aires d'alimentation et de protection de captages d'eau souterraine.* 311 pages. Document diffusé par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec. En ligne. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/alim-protec/index.htm>.

RASSENFOSS, S. (2011). « From Flowback to Fracturing: Water Recycling Grows in the Marcellus Shale ». *Journal of Petroleum Technology (JPT)*, July 2011, p. 48-51.

RESSOURCES NATURELLES CANADA (2013). *Les zones sismiques dans l'Est du Canada.* En ligne. <http://www.seismescanada.rncan.gc.ca/zones/eastcan-fra.php>. Consulté le 27 novembre 2013.

RIVARD, C., et coll. (2012). « A review of the November 24-25, 2011 shale gas workshop, Calgary, Alberta – 2 ». *Groundwater Resources*, Geological Survey of Canada, Open File 7096, 205 p.

ROYAL SOCIETY et ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. (2012). *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing.* The Royal Society and the Royal Academy of Engineering, 76 p.

SACCHERI, V., et D. MORRIS. (2009). *Real life considerations in vibration damage criteria and measurement.* Proceeding of the International Society of Explosive Engineers.

SANTÉ CANADA. (2009). *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada : Document technique – Paramètres radiologiques.* Bureau de la radioprotection, Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs, Santé Canada, Ottawa (Ontario). Numéro de catalogue H128-1/10-614F-PDF.

SECOR, (2010). *Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica.* 71 p.

SERVICE CANADA. (2012a). *Perspectives sectorielles 2012-2014, Centre-du-Québec.* 32 p. En ligne. <http://www.servicecanada.gc.ca/fra/qc/perspectives_sectorielles/ps_CentreQuebec.pdf>.

SERVICE CANADA. (2012b). *Perspectives sectorielles 2012-2014, Chaudière-Appalaches.* 39 p. En ligne. <http://www.servicecanada.gc.ca/fra/qc/perspectives_sectorielles/ps_ChaudiereApp.pdf>.

SERVICE CANADA. (2012c). *Perspectives sectorielles 2012-2014, Montérégie.* 25 p. En ligne. <http://www.servicecanada.gc.ca/fra/qc/perspectives_sectorielles/ps_MonteregiePartie2.shtml>.

SOCIÉTÉ D'HABITATION DU QUÉBEC. (2011). *Profils statistiques du Québec et ses régions – Édition 2011.* En ligne. <http://www.habitation.gouv.qc.ca/documents_et_references/profils_statistiques_du_quebec_et_ses_regions_edition_2011.html>.

TRAN NGOC, T. D., E. KONSTANTINOVSKAYA, R. LEFEBVRE et M. MALO. (2012). *Caractérisation hydrogéologique et pétrophysique des aquifères salins profonds de la région de Bécancour pour leur potentiel de séquestration géologique du CO_2.* Rapport INRSCO2-2012-V2.10. Institut national de la recherche scientifique, Eau Terre et Environnement. Rapport de recherche R-1318, 65 p.

TRAN NGOC, T. D., R. LEFEBVRE, E. KONSTANTINOVSKAYA et M. MALO. (2013). « Characterization of deep saline aquifers in the Bécancour area, St. Lawrence Lowlands, Québec, Canada: Implications for CO2 geological storage ». *Environmental Earth Sciences.* Sous presse.

TREMBLAY, A., M. RODEN-TICE, J. A. BRANDT et T. W. MEGAN. (2013). « Mesozoic fault reactivation along the St. Lawrence rift system, eastern Canada: Thermochronologic evidence form apatite fission-track dating ». *Geological Society of America Bulletin*, vol. 125, nº 5-6, p. 794-810.

UNESCO. (2012). *Réserve mondiale de la biosphère du Lac-Saint-Pierre.* En ligne. <http://www.biospherelac-st-pierre.qc.ca/content/index.html>.

UNIVERSITÉ DU TEXAS (Austin). En ligne. <http://www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110.full.pdf+html>.

VAN DER ELST, N. J., H. M. SAVAGE, K. M. KERANEN et G. A. ABERS. (2013). « Enhanced remote earthquakes triggering at fluid-injection sites in the Midwestern United States ». *Science,* vol. 341, nº 6142, p. 164-167.

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL (2011). Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2010-2011 – Rapport du commissaire au développement durable. Chapitre 3, 35p.

VIDIC, R., et coll. (2013). « Impact of shale gas development on regional water quality », *Science,* vol. 340, nº 6134.

VIEL, J. A. (2010). *Final Report : Water Management Technologies used by Marcellus Shale Gaz Producers.* Préparé pour l'US Department of Energy.

WATSON, T. L., et S. BACHU. (2007). *Evaluation of the Potential for Gas and CO_2 Leakage along Wellbores.* SPE 106817. E&P Environmental and Safety Conference, 5–7 March 2007, Galveston, Texas, U.S.A.

WATSON, T. L., et S. BACHU. (2008). *Identification of Wells With High CO2-Leakage Potential in Mature Oil Fields Developed for CO2-Enhanced Oil Recovery.* Paper presented at Society of Petroleum Engineers Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, U.S.A.

WATSON, T. L., et S. BACHU. (2009). « Evaluation of the Potential for Gas and CO_2 Leakage along Wellbores ». SPE 106817, *SPE Drilling and Completions*, March 2009.

Glossaire

Anthropique : Qui est lié à l'humain. Un impact anthropique désigne donc un élément provoqué directement ou indirectement par l'action humaine, telle que les activités industrielles ou l'exploitation agricole.

Aquifère : Formation géologique saturée en eau de laquelle on peut extraire une quantité utile d'eau. Les aquifères peuvent être constitués de matériau granulaire ou de roc fissuré. Généralement, lorsqu'on parle d'aquifère, il s'agit d'aquifères d'eau douce et non d'aquifères d'eau salée qui existent en plus grande profondeur.

Aquitard : Forme géologique peu perméable qui renferme des eaux faiblement mobiles. Il peut emmagasiner de l'eau souterraine et la transférer lentement d'un aquifère à un autre. Un aquitard peut souvent protéger les aquifères inférieurs.

Argiles sensibles : Matériau à granulométrie très fine (quelques microns) déposé dans un environnement marin qui a la particularité de se liquéfier quand il est soumis aux vibrations. Au Québec, les argiles sensibles sont composées d'argile (une famille de minéraux) et de farine de roche (crée par les glaciers). Ce matériau forme les sols de type glaise qui sont communs dans la plaine argileuse des basses-terres du Saint-Laurent.

Basses-terres du Saint-Laurent : En géographie, il s'agit de la région située de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent, entre les Laurentides et les Appalaches, et qui s'étend de la ville de Québec à la frontière américaine vers le sud-ouest.

Cambrien : Système ou période géologique de l'ère Paléozoïque s'étendant de 542 à 488,3 millions d'années (source : International Commission on Stratigraphy, 2004).

Capacité assimilatrice : Capacité d'un milieu récepteur à absorber une charge de contaminants sans modification de son écosystème.

Complétion : Ensemble des travaux effectués sur le puits pour permettre l'évaluation de sa productivité ou sa mise en service. La complétion peut comprendre des travaux de perforation du coffrage, de stimulation simple ou multiple du réservoir par fracturation ou acidification ainsi que de mise en place du tube de production.

Composés organiques volatils (COV) : Généralement, composés liquides constitués de carbone et d'hydrogène pouvant facilement se trouver sous forme gazeuse dans l'atmosphère. Ils peuvent être d'origine anthropique (générés par l'évaporation de solvants, par exemple) ou d'origine naturelle (émis par les plantes).

Coûts d'opportunité : Manque à gagner attribuable au fait de ne pas exploiter une autre possibilité, la meilleure après le choix déjà fait.

Coûts directs : Frais qui peuvent être rattachés et imputés à un produit, à une fonction ou à une activité et qui habituellement comportent les dépenses pour l'achat de la matière première et le coût de la main-d'œuvre.

Coûts environnementaux : Coûts reliés aux retombées négatives sur l'environnement, qui découlent d'une activité humaine posée.

Coûts indirects : Charges qui ne peuvent être directement rattachées à un produit, à une opération ou à un centre de coût par une procédure simple d'affectation sur la base, notamment, du nombre d'unités physiques de consommation (temps de travail, poids, etc.).

Coûts sociaux : Ensemble des coûts, monétaires ou non, résultant d'une activité économique ou non, supportés par une collectivité.

Crétacé : Système ou période géologique de l'ère Mésozoïque s'étendant de 145,5 à 65,5 millions d'années (source : International Commission on Stratigraphy, 2004)

Déformation tectonique : Déformation des roches de la croûte terrestre par des forces tectoniques (les plis et les failles en sont de bons exemples).

DRASTIC : Méthode développée afin de déterminer la vulnérabilité relative des aquifères. Elle prend en compte sept paramètres : 1) la profondeur de l'aquifère (*D = groundwater Depth*); 2) la recharge (*R = net Recharge*); 3) le milieu aquifère (*A = Aquifer media*); 4) le type de sol (*S = Soil media*); 5) la pente (*T = Topography*); 6) l'impact de la zone vadose (*I = Impact of vadose zone media*); 7) la conductivité hydraulique de l'aquifère (*C = hydraulic Conductivity*). Une cote et un poids sont attribués à chaque paramètre et la vulnérabilité est la somme des cotes attribuées aux différents paramètres multipliées par leur poids :

$$\text{Vulnérabilité} = D_R D_w + R_R R_w + A_R A_w + S_R S_w + T_R T_w + I_R I_w + C_R C_w$$

où l'indice *R* représente la cote (*rating*) et l'indice *w*, le poids (*weight*) de chaque paramètre. La vulnérabilité calculée avec l'équation ci-dessus peut varier entre 23 et 226. La valeur étant relative, plus la valeur est élevée, plus un aquifère est vulnérable à la contamination.

Eaux de reflux : Eau récupérée du puits provenant du processus de fracturation hydraulique.

Écaille tectonique : Assemblage de roches déplacé par des failles (le plus souvent par des failles de chevauchement) et qui est délimité par deux failles; l'écaille de Saint-Flavien en est un exemple.

Émission fugitive : Polluants atmosphériques qui pénètrent dans l'air sans passer préalablement par une cheminée ou une conduite conçue pour en diriger ou en contrôler l'écoulement.

Externalité : Effet négatif ou positif de l'acte de production ou de consommation d'un agent économique sur un autre qui échappe au système d'appréciation du marché.

Faille chevauchante (chevauchement) : Faille de type inverse dont le plan de faille a une inclinaison inférieure à 45°. La ligne de Logan est composée de failles de chevauchements multiples.

Faille normale : Faille dont le mouvement est un affaissement d'un des deux côtés de la faille par rapport à l'autre (p. ex., la faille de Yamaska et la faille de Montmorency). Par opposition, une faille inverse est une faille dont un des deux côtés a été soulevé par rapport à l'autre.

Fermeture de puits – Fermeture définitive : cessation des travaux de forage, de complétion et de modification d'un puits ou cessation de la production avec l'intention de cesser toute activité et de ne plus poursuivre les travaux dans un puits, lequel est désigné « puits abandonné ». Fermeture temporaire : interruption des travaux de forage, de complétion et de modification d'un puits ou cessation de la production avec l'intention de reporter à une date ultérieure la poursuite des travaux.

Fiche signalétique : Fiche qui doit accompagner un produit fourni ou vendu jugé potentiellement dangereux et sur laquelle sont consignés les renseignements qu'on doit connaître et les règlements qu'il faut respecter, afin d'utiliser ce produit en toute sécurité et sans craindre qu'il ait des effets négatifs sur la santé.

Fracturation : Processus mécanique par lequel on crée des fissures dans un matériau. Dans l'industrie pétrolière, on utilise le plus souvent de l'eau sous pression pour créer les fractures, mais on peut également utiliser d'autres fluides ou même certains gaz.

Gaz biogénique : Gaz naturel issu de la décomposition de la matière organique par des processus biologiques à faible profondeur.

Gaz thermogénique : Gaz naturel issu de la pyrolyse de la matière organique par des processus thermiques à grande profondeur.

Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) : Molécules constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène qui peuvent se trouver dans l'air ambiant sous forme gazeuse ou particulaire. Leur structure comprend au moins deux anneaux de type benzène. On nomme ces anneaux « cycles aromatiques ».

Intrusions montérégiennes : Collines de roches ignées ayant fait intrusion dans les roches sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent et qui forment des reliefs positifs dans la région de la Montérégie (p. ex., mont Saint-Hilaire).

Microsismique ou écoute microsismique : Application particulière de la sismique. La géométrie des fractures générées dans le shale peut être inférée en utilisant une technique qui consiste à placer une série de géophones dans un puits adjacent au puits à fracturer ou plusieurs géophones à faible profondeur en surface proche du puits qui enregistre les vibrations causées lors de la stimulation par fracturation hydraulique (référence DB 22).

Moment sismique M : Échelle de magnitude du moment sismique la plus couramment utilisée depuis quelques années. La magnitude du moment sismique M mesure l'énergie totale relâchée au foyer du séisme. L'échelle M a été introduite pour remplacer l'échelle de Richter, car sur cette dernière, la magnitude d'un même séisme varie en fonction du type de sismomètre et de la localisation des stations sismiques. L'échelle du moment sismique M correspond à celle de Richter pour les petits et moyens séismes (magnitude < 6).

Nappe phréatique : Aquifère en équilibre avec la pression atmosphérique (synonyme : nappe libre).

Océan Iapetus : Ancien océan ayant existé au Paléozoïque il y a de 542 à 420 millions d'années séparant des anciens continents semblables à ceux de l'Amérique et de l'Europe; souvent appelé « océan proto-Atlantique ».

Ordovicien : Système ou période géologique de l'ère Paléozoïque s'étendant de 488,3 à 443,7 millions d'années (source : International Commission on Stratigraphy, 2004).

Précambrien : Ère géologique précédant le Cambrien, avant 542 millions d'années. C'est la plus longue période géologique.

Pression interstitielle : Pression à laquelle est soumise l'eau entre les grains d'un matériau. Dans le cas des dépôts meubles (non consolidés), quand elle augmente trop, les grains solides du matériau ne se touchent plus et le matériau devient instable.

Puits orphelin : Puits abandonné auquel on ne peut établir de responsabilité légale. Par exemple, un puits foré dans le passé par une compagnie qui n'existe plus.

$Q_{2,7}$: Débit minimal d'un cours d'eau au cours d'une période de deux ans, mesuré pendant sept jours consécutifs.

Radioactivité naturelle : Plus précisément « matières radioactives naturelles (MRN) » qui englobent les éléments radioactifs que l'on trouve dans l'environnement. Les éléments radioactifs à longue période (demi-vie) comprennent l'uranium, le thorium, le potassium et le carbone radioactif ainsi que leurs produits de désintégration radioactive (ou produits de filiation) comme le radium et le radon. Ces éléments ont toujours été présents dans la croûte terrestre et dans les tissus de tous les êtres vivants.

Recettes fiscales : Ensemble des recettes qu'une administration publique tire des impôts directs et indirects et des taxes qui frappent les contribuables.

Recettes parafiscales : Ensemble de taxes, contributions, cotisations et redevances.

Rente sur les ressources : Différence entre le coût marginal de production d'une ressource et son prix sur le marché.

Roche ignée : Roche provenant de la cristallisation d'un magma lors de son refroidissement; si le refroidissement se fait en profondeur, il s'agit des roches plutoniques ou intrusives et s'il se fait en surface, on parle alors de roches volcaniques ou effusives.

Shale et schiste : Roche sédimentaire fissile constituée principalement de minéraux argileux et de quartz de taille très fine (boue). Au Québec, le « shale » d'Utica est la formation géologique d'intérêt principal dans l'exploration du gaz naturel. L'Utica est une roche sédimentaire principalement composée de boue calcaire laminée interstratifiée avec du shale proprement dit. Or, dans la langue française, les roches en feuillets sont appelées communément schiste, mais on précise sa genèse par l'ajout d'un adjectif, par exemple, schiste argileux (roche sédimentaire) ou micaschiste (roche métamorphique). Dans la langue anglaise, on les distingue par leurs noms : un shale est une roche sédimentaire et un schiste une roche métamorphique.

Sismique : Avant de procéder à un forage d'exploration, des levés géophysiques sont souvent effectués pour dresser une image géologique du sous-sol. Une source d'énergie (charges de dynamite enfouies, camions vibrosismiques ou un fusil à air) génère des vibrations acoustiques et élastiques qui voyagent dans les strates rocheuses du sous-sol. La réflexion ou réfraction de ces ondes, là où les roches sont contrastantes, est enregistrée en surface à l'aide de géophones très sensibles. Les résultats enregistrés sont traités, interprétés et intégrés au modèle géologique afin de mieux cibler les gisements pétrolifères et gaziers (conventionnel) ou d'éviter les zones non désirées (non conventionnel).

Toxicité aiguë : Désigne un effet nocif résultant de l'exposition à une seule forte dose d'un produit ou d'une seule exposition à celui-ci.

Toxicité chronique : Désigne un effet nocif (chronique) résultant de doses répétées d'une substance, ou d'expositions à celle-ci, au cours d'une période relativement longue.

Liste des documents de référence

Les références aux documents répertoriés lors de la réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sont disponibles dans le site Web de l'ÉES au www.ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca.

Liste des acronymes

AADNC	Affaires autochtones et Développement du Nord Canada
AER	Alberta Energy Regulator
AIE	Agence internationale de l'énergie
ALARP	ALARP - As Low as Reasonably Practicable
ALC	Agricultural Land Commission
ALR	Agriculture Land Reserve
ALSA	Alberta Land Stewardship Act
APGQ	Association pétrolière et gazière du Québec
API	American Petroleum Institute
BAC	Bureau d'assurances du Canada
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
BCÉS	Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
BCOGC	British Columbia Oil and Gas Commission
BLEVE	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
BRGM	Bureau de recherches géologiques et minières
CÉES	Comité de l'évaluation environnementale stratégique
CEHQ	Centre d'expertise hydrique du Québec
CGC	Commission géologique du Canada
CIRAIG	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CMQ	Communauté métropolitaine de Québec
CNP	Classification nationale des professions
CNRS	Centre national de la recherche scientifique
CPTAQ	Commission de la protection du territoire agricole
CRCDE	Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement
CRE	Conseil régional de l'environnement
CRÉ	Conférence régionale des élus
CRGRNT	Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires
CRRNT	Commission régionale sur les ressources naturelles et le territoire
CSA	Association canadienne de normalisation
CSST	Commission de la santé et de la sécurité du travail
DCO	Demande chimique en oxygène
ÉER	Évaluation environnementale régionale
ÉES	Évaluation environnementale stratégique
EETS	Émanation à l'évent du tubage de surface
EFE	Écosystèmes forestiers exceptionnels
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
ERCB	Energy Resources Conservation Board
ESRD	Environment and Sustainable Resources Development
FQM	Fédération québécoise des municipalités
GRIES	Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines

IAIA	International Association for Impact Assessment
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
INSPQ	Institut national de santé publique du Québec
IRDA	Institut de recherche et développement en agroenvironnement
ISO	International Standards Organization
ISQ	Institut de la statistique du Québec
MAPAQ	Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec
MDDEFP	Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
MDDEP	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
MELS	Ministère de l'Éducation, du Loisir et du Sport
MRC	Municipalité régionale de comté
MRN	Ministère des Ressources naturelles
MRNF	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
MSP	Ministère de la Sécurité publique
MSSS	Ministère de la Santé et des Services sociaux
MTQ	Ministère des Transports du Québec
NYSDEC	New York State Department of Environmental Conservation
OBV	Organisme de bassin versant
OCDE	Organisation de coopération et de développement économique
OGC	Oil and Gas Commission
OGP	International Association of Oil and Gas Producers
OMAE	Ouvrages municipaux d'assainissement des eaux au Québec
ONE	Office national de l'énergie du Canada
ONG	Organismes non gouvernementaux
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
PACC	Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques
PACES	Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines
PDE	Plan directeur de l'eau
PGIC	Pétrole et gaz des Indiens du Canada
PIB	Produit intérieur brut
PSAR	Private Surface Agreements Registry
RAA	Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère
RCES	Règlement sur le captage des eaux souterraines
REDA	Responsible Energy Development Act
REIMR	Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles
RMD	Règlement sur les matières dangereuses
RPEP	Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection
RPGNRS	Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains
RSSM	Règlement sur la santé et la sécurité dans les mines
RSST	Règlement sur la santé et la sécurité du travail
SAGE	Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la gouvernance environnementale
SIG	Système d'information géographique
SIGPEG	Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier

SOQIP	Société québécoise d'initiative pétrolière
SRSI	Shale Resources and Society Institute
TCPL	TransCanada Pipeline
UMQ	Union des municipalités du Québec
UPA	Union des producteurs agricoles
URF	Unconventional Regulatory Framework (cadre réglementaire pour le développement des ressources non conventionnelles)
USGS	United States Geological Survey

Annexe 1. Liste des membres du Comité de l'ÉES

Robert Joly, président

Pierre Boucher

Corinne Gendron

Michel Lamontagne

Alain Lefebvre

Michel Malo

Marianne Molgat

John Molson

Jean Perras

Lucie Ramsay

François Tanguay

Soutien au Comité

M. Richard Castonguay a agi à titre de secrétaire du Comité et M[me] Rosie Jobin, à titre de conseillère en communication.

Annexe 2. Communiqué

COMPOSITION DU COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

Québec, le 12 mai 2011 – Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs rend publics la liste des membres et le mandat du comité qui sera chargé de réaliser l'Évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur les gaz de schiste. Tel que le recommandait le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), les membres du comité de l'ÉES sont des experts provenant des milieux municipaux, gouvernementaux, privés et universitaires. Le ministère a bonifié cette recommandation en ajoutant deux membres en provenance de la société civile.

Chaque membre a fait l'objet d'une recommandation de la part du BAPE. Cette sélection s'est faite selon un processus rigoureux qui a permis de s'assurer que les membres, en plus de posséder toutes les qualifications requises, disposent d'une expertise à la fois diversifiée et complémentaire.

Le comité compte un total de 11 membres. M. Robert Joly, représentant le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP), assurera la présidence du comité. Le comité compte dix autres experts dont les domaines d'expertises sont variés et portent notamment sur : l'hydrogéologie, l'écologie, la qualité de l'eau et de l'environnement, la géologie, l'aménagement du territoire, le développement régional, l'économie, les sciences sociales, le génie civil, la géologie des systèmes pétroliers, les techniques d'exploration gazière et pétrolière, l'évaluation environnementale, la gestion de projets, la socio-économie et l'éthique sociale. Le comité sera également appuyé d'une équipe d'experts provenant de différents ministères et pourra faire appel à une expertise externe.

Le mandat du comité s'étendra sur une période de 18 à 30 mois. Le comité devra proposer un échéancier de réalisation et préparer le devis de l'ÉES en se basant sur les quatre objectifs proposés par le BAPE dans son rapport portant sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec et en prenant en considération tous les autres impacts et toutes les autres questions pertinentes relatives à l'exploration et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières, dans le respect du budget et des échéanciers. Les objectifs proposés par le BAPE sont :

- l'évaluation économique établissant la pertinence socioéconomique de l'exploitation de la ressource gazière et les conditions assurant une maximalisation des revenus pour l'État;
- l'évaluation des impacts et des risques environnementaux et la définition des seuils d'acceptabilité et des méthodes de mitigation appropriées;
- la préparation d'une réglementation encadrant l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazière et leur réalisation, applicable à la vallée du Saint-Laurent et, si possible, ailleurs au Québec;
- l'évaluation de la pertinence de mettre en place des observatoires scientifiques afin d'acquérir en continu des connaissances et d'assurer une mise à jour évolutive de la réglementation.

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique, tout certificat d'autorisation de fracturation hydraulique devra être soumis aux besoins d'acquisitions de connaissances scientifiques de l'Évaluation environnementale stratégique (ÉES) et faire l'objet d'une recommandation du comité de l'ÉES avant d'être autorisé.

Au terme de l'ÉES, le comité devra déposer deux documents (ou un seul regroupant les thèmes des deux documents suivants) :

- un rapport portant sur l'évaluation environnementale stratégique, qui fournira des réponses aux questions et enjeux traités;
- et un rapport servant à bonifier le cadre législatif et réglementaire en vigueur concernant les activités de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières au Québec.

Ces documents pourront être soumis à une forme de consultation publique par le comité. Entre-temps, le comité devra également déposer un rapport intérimaire faisant l'état de l'avancement des travaux au 1er mai de chaque année. La date de fin du mandat pourra être précisée lors de la remise du premier rapport annuel intérimaire, le 1er mai 2012.

Pour mener à bien son mandat, le comité sera aussi appuyé d'un bureau de coordination pour le soutien administratif et pour effectuer les analyses et les autres tâches que lui confiera le comité.

Rappelons que le financement du comité et de l'ensemble de ses activités sera assumé par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

Le curriculum vitae des membres du comité est disponible sur le site Internet du MDDEP à l'adresse suivante :

www.mddep.gouv.qc.ca/communiques/2011/c110512-comite.htm

- 30 -

SOURCE :
Relations médias
Ministère du Développement durable,
de l'Environnement et des Parcs
Tél. : 418 521-3991

Annexe 3. Lettre du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, M. Pierre Arcand

Québec, le 25 avril 2012

Monsieur Robert Joly
Président
Comité sur l'évaluation environnementale
stratégique sur les gaz de schiste
675, boul. René-Lévesque Est
Édifice Marie-Guyart, 8e étage
Québec (Québec) G1R 5V7

Monsieur le Président,

La réglementation québécoise en vigueur depuis juin 2011 permet maintenant d'assujettir tout forage pétrolier dans le shale et toute fracturation hydraulique au Québec. Les forages pétroliers dans le shale de Macasty à l'île d'Anticosti et la fracturation hydraulique des puits pétroliers en Gaspésie sont dorénavant couverts par cette réglementation. Toutefois, il importe de bien cerner les enjeux environnementaux et sociaux de toutes les activités pétrolières et gazières dans le cadre de l'ÉES.

Les annonces récentes de certaines entreprises d'exploration pétrolière, comme Pétrolia et Corridor Ressources, concernant le développement du potentiel pétrolier en Gaspésie et à l'Île d'Anticosti soulèvent de vives inquiétudes dans les communautés d'accueil et dans la population en général. Je souhaite m'assurer que cet enjeu soit abordé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique puisque votre mandat stipule que le Comité : *«....pourra aussi traiter de toute autre question pertinente relative à l'exploration et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières, de même que de leurs répercussions...»*.

La présente vise donc à demander au Comité d'experts sur l'évaluation environnementale stratégique d'ajouter à son plan de réalisation toute étude requise pour évaluer les impacts environnementaux et sociaux de cette filière potentielle au Québec. Le Ministère s'assurera de vous fournir les ressources requises, le cas échéant, pour compléter le portrait de l'exploration et de l'exploitation des ressources gazières et pétrolières en milieu terrestre au Québec.

Veuillez recevoir, monsieur le Président, mes salutations distinguées.

ORIGINAL SIGNÉ PAR

PIERRE ARCAND

Annexe 4. Lettre du ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, M. Yves-François Blanchet

Québec, le 14 février 2013

Monsieur Robert Joly
Président
Comité sur l'évaluation environnementale
stratégique sur le gaz de schiste
675, boul. René-Lévesque Est
Édifice Marie-Guyart, 8e étage, boîte 02
Québec (Québec) G1R 5V7

Monsieur le Président,

Permettez-moi en premier lieu de vous souligner mon appréciation pour le travail réalisé à ce jour par votre comité. Je constate notamment que le comité a mis judicieusement à contribution l'expertise québécoise pour la réalisation des études mentionnées dans le Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz schiste.

Comme vous le savez, j'ai annoncé récemment que je mandaterai le Bureau des audiences publiques sur l'environnement (BAPE), afin qu'il réalise une consultation élargie qui s'appuiera sur les résultats de l'ÉES que vous conduisez actuellement. En ce sens, la présente vise à donc à préciser votre mandat relatif à la filière du gaz de schiste.

Ainsi, considérant que le BAPE procédera à la consultation élargie sur l'ÉES, je m'attends à ce que votre Comité puisse déposer au Ministère, selon l'échéancier prévu dans le Plan de réalisation, un rapport synthèse de l'ensemble des études avec les constats que les experts du comité auront ciblés, et ce, de manière à poser les bases de la consultation publique élargie qui se tiendra en 2014 par le BAPE.

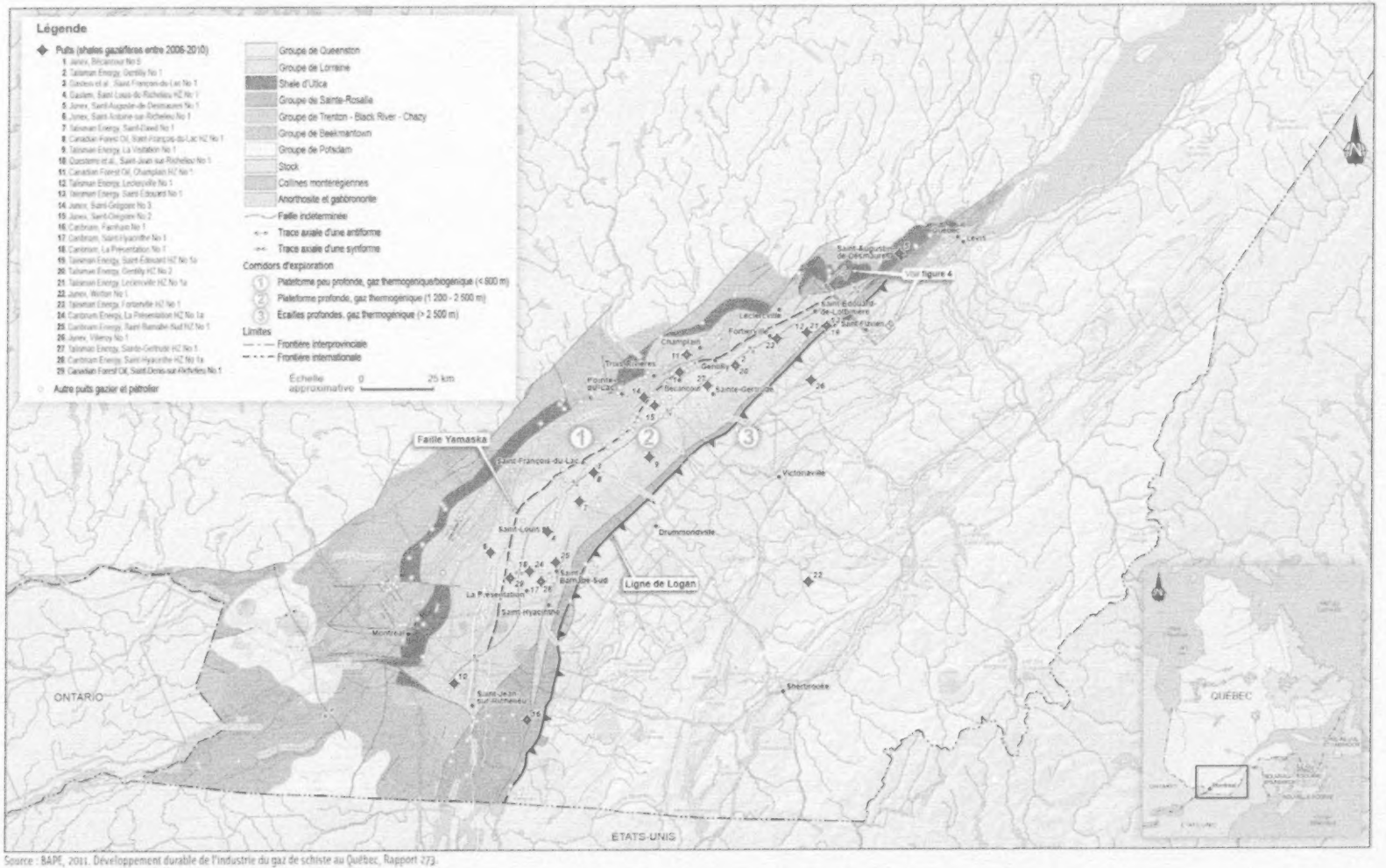
Il m'apparaît de plus important dans le contexte actuel des choix du gouvernement de vous spécifier que la filière pétrole n'est donc pas visée par l'ÉES en cours.

Veuillez recevoir, Monsieur le Président, mes salutations distinguées.

ORIGINAL SIGNÉ PAR

YVES-FRANÇOIS BLANCHET

Annexe 5. Carte géologique simplifiée et localisation des puits gaziers et pétroliers



Source : BAPE, 2011. Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec, Rapport 273.

Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

Dépôt Légal
Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2014
ISBN : 978-2-550-69740-4 (Imprimé)
ISBN : 978-2-550-69741-1 (PDF)
© Gouvernement du Québec, 2014

7411-14-02

Québec